

**DESARROLLO E IMPLEMENTACION DE LA FUNCION RECIERRE PARA
LAS RTU HARRIS USANDO LA HERRAMIENTA LOGICLINX**

LEONEL HINESTROZA HERNÁNDEZ

**UNIVERSIDAD AUTONOMA DE OCCIDENTE
FACULTAD DE INGENIERIA
DEPARTAMENTO DE AUTOMÁTICA Y ELECTRÓNICA
PROGRAMA DE INGENIERIA ELECTRONICA
SANTIAGO DE CALI
2008**

**DESARROLLO E IMPLEMENTACION DE LA FUNCION RECIERRE PARA
LAS RTU HARRIS USANDO LA HERRAMIENTA LOGICLINX**

LEONEL HINESTROZA HERNÁNDEZ

Pasantía para optar al título de Ingeniero Electrónico

Director
CARLOS ALBERTO BORRERO MURILLO
Ingeniero Electricista
Especialista en Automatización de Equipos y Procesos Industriales
Docente de la Universidad Autónoma de Occidente

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE OCCIDENTE
FACULTAD DE INGENIERIA
DEPARTAMENTO DE AUTOMÁTICA Y ELECTRÓNICA
PROGRAMA DE INGENIERIA ELECTRONICA
SANTIAGO DE CALI
2008

Nota de aceptación:

Aprobado por el Comité de Grado en cumplimiento de los requisitos exigidos por la Universidad Autónoma de Occidente para optar al título de Ingeniero Electrónico

JORGE IVAN VELANDIA ROMERO

Jurado

JUAN DIEGO PULGARIN GIRALDO

Jurado

Santiago de Cali, 10 de Octubre de 2008

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios y a mis padres por haberme brindado su apoyo en todo momento, gracias porque han confiado en mis capacidades y por haber realizado múltiples esfuerzos para darme la oportunidad de lograr un título profesional.

Agradezco la oportunidad brindada por la Empresa de Energía del Pacífico EPSA S.A. y en especial a los ingenieros Edgar Julio Virgen, Rubén Darío Varela y Jaime Sánchez, a los montadores de la Unidad de Telecontrol Carlos Armando Zapata, Jaime Rangel Moreno, Julio Cesar Vásquez, Edy Hernán Castillo y Everth Riascos. A todos ellos gracias por nutrir con su experiencia y profesionalismo la realización de este proyecto.

Agradezco también a los ingenieros Jorge Iván Velandia y Carlos Alberto Romero, por su orientación y aporte a este proyecto, quienes asesoraron y dedicaron gran parte de su tiempo brindando su experiencia y profesionalismo para la realización de este trabajo.

CONTENIDO

	Pág.
GLOSARIO	12
RESUMEN	18
INTRODUCCION	19
1. OBJETIVOS	21
1.1 OBJETIVO GENERAL	21
1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	21
2. ANTECEDENTES	22
3. JUSTIFICACION	23
4. PRESENTACION DE LA EMPRESA	25
5. PROBLEMA DE INVESTIGACION	29
5.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	29
6. MARCO TEORICO CONCEPTUAL	30
6.1 SOFTWARE PARA LOGICA PROGRAMADA LOGICLINX COMPATIBLE CON EL ESTANDAR IEC 61131-3	30
6.1.1 Sistemas en Tiempo Real	30
6.1.2 Definición de PLC	31
6.1.3 Modelo de ejecución de LogicLinx	34
6.2 UNIDAD TERMINAL REMOTA (RTU)	37
6.2.1 Funcionalidad del hardware de un RTU	38
6.2.2 Funcionalidad del software de un RTU	38
6.2.3 Operación básica	39

6.3 WESTRONIC D20M HARRIS RTU	39
6.3.1 Procesador principal D20M	39
6.3.2 D20A Modulo de Entradas Análogas	40
6.3.3 D20S Modulo de Posiciones	41
6.3.4 D20K Modulo de Salidas de Control	41
6.3.5 D20C Modulo Combinado	43
6.3.6 D20AC Modulo de Entradas Análogas	44
6.4 SISTEMAS DE TELECONTROL SCADA	45
6.4.1 SINAUT SPECTRUM v4.5.1 - 2007 SCADA	46
6.4.2 Sistema operativo de Tiempo Real	48
7. METODOLOGIA	50
7.1 ESTUDIO Y ANALISIS	50
7.2 ETAPA DE DISEÑO Y PRUEBAS	50
7.3 ETAPA DE ELABORACION DEL INFORME FINAL	50
8. DESARROLLO DEL PROYECTO	51
8.1 ESTUDIO Y ANALISIS	51
8.1.1 Introducción al recierre automático	51
8.1.2 Principios de un recierre tripolar	52
8.1.3 Aplicación del recierre	54
8.1.4 Factores que intervienen en un recierre	54
8.1.5 ConfigPro RTU Configuration System	55
8.2 DISEÑO Y PRUEBAS	61
8.2.1 Hardware y software de programación de la RTU	61

8.2.2	Diseño y simulación en LogicLinx	66
8.2.3	Pruebas en laboratorio del piloto	72
8.2.4	Puesta en marcha del piloto en campo	74
9.	CONCLUSIONES	77
10.	RECOMENDACIONES	78
	BIBLIOGRAFIA	79
	ANEXOS	80

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Cuadro comparativo entre SCADA y DCS

47

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Planta de generación	25
Figura 2. Torre para el transporte de energía eléctrica	26
Figura 3. Subestación eléctrica elevadora	27
Figura 4. Infraestructura eléctrica de la red de transporte	28
Figura 5. Sistema de Comunicaciones Tradicional en una Subestación	34
Figura 6. Tiempo de respuesta de LogicLinx	36
Figura 7. RTU Modular	37
Figura 8. Tarjeta D20ME	40
Figura 9. Modulo de Control D20K	43
Figura 10. Modulo Análogo D20AC	45
Figura 11. Operación de recierre automático frente a una falla transitoria	51
Figura 12. Operación de recierre automático frente a una falla permanente	52
Figura 13. Arreglo típico de una RTU Harris D20M	55
Figura 14. Esquema general de una subestación	56
Figura 15. Nivel de aplicación en la RTU	57
Figura 16. El rol de ConfigPro	58
Figura 17. Nivel de configuración de tablas en ConfigPro	59
Figura 18. Estructura básica de ConfigPro	60
Figura 19. Vista principal de ConfigPro	62
Figura 20. Aplicaciones de traducción de datos	63

Figura 21. Tablas de configuración de LogicLinx	64
Figura 22. Entradas análogas	64
Figura 23. Entradas digitales	65
Figura 24. Salidas digitales	65
Figura 25. Acceso a LogicLinx Editor	66
Figura 26. Ventana de manejo de proyectos en LogicLinx	67
Figura 27. Lista de programas	67
Figura 28. Modulo de monitoreo de corrientes	68
Figura 29. Secuencia de apertura y reconexión automática	70
Figura 30. Secuencia de apertura y reconexión automática (cont.)	71
Figura 31. Compilador de LogicLinx	72
Figura 32. Generador de código de programa	72
Figura 33. OMICRON CMC 156	73
Figura 34. RTU Subestación Bahía Málaga	75
Figura 35. Interruptor L230 Circuito Juanchaco	75

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Resultado de pruebas del prototipo en el laboratorio	80

GLOSARIO

ABB: anteriormente conocida como Asea Brown Boveri, es una corporación multinacional, cuya sede central queda en Zürich, Suiza y cuyos mayores negocios son los de tecnologías en generación de energía eléctrica y en automatización industrial. ABB es una de las mayores compañías y además uno de los mayores conglomerados industriales del mundo. Tiene operaciones en más de 100 países, con una cifra cercana a los 115.000 empleados.

ARCO: se denomina arco eléctrico o también arco voltaico a la descarga eléctrica que se forma entre dos electrodos sometidos a una diferencia de potencial y colocados en el seno de una atmósfera gaseosa enrarecida, normalmente a baja presión, o al aire libre.

BIT: acrónimo de *Binary digit*. (dígito binario), es la unidad mínima de almacenamiento empleada en informática, en cualquier dispositivo digital, o en la teoría de la información.

BUFFER: en informática es un espacio de memoria, en el que se almacenan datos para evitar que el programa o recurso que los requiere, ya sea hardware o software, se quede en algún momento sin datos.

CENTRO NACIONAL DE DESPACHO: dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional.

CPU: es el componente en una computadora digital que interpreta las instrucciones y procesa los datos contenidos en los programas de la computadora.

DISPLAY: dispositivo de ciertos aparatos electrónicos que permite mostrar información al usuario, creado a partir de la aparición de calculadoras, cajas registradoras e instrumentos de medida electrónicos.

DISTRIBUCION: en la Red de Distribución de la Energía Eléctrica o Sistema de Distribución de Energía Eléctrica es un subsistema del Sistema Eléctrico de Potencia cuya función es el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales (medidor del cliente).

DNP 3.0: (*Distributed Network Protocol*) es un set de protocolos de comunicaciones usados entre componentes de sistemas de automatización de procesos. Específicamente, fue desarrollado para facilitar la comunicación entre equipos de diferentes tipos en el área de control y adquisición de datos. Juega un papel crucial en un sistema SCADA, donde es usado por las Estaciones Maestras del SCADA (conocidos como Centros de Control), Unidades Terminales Remotas (RTUs) y Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs).

DRIVER: controlador de dispositivo (llamado normalmente controlador, o, en inglés, *driver*) es un programa informático que permite al sistema operativo interactuar con un periférico, haciendo una abstracción del hardware y proporcionando una interfaz -posiblemente estandarizada- para usarlo. Se puede esquematizar como un manual de instrucciones que le indica cómo debe controlar y comunicarse con un dispositivo en particular.

ETHERNET: es un estándar de redes de computadoras de área local con acceso al medio por contienda CSMA/CD. El nombre viene del concepto físico de *ether*. Ethernet define las características de cableado y señalización de nivel físico y los formatos de tramas de datos del nivel de enlace de datos del modelo OSI.

FIFO: es el acrónimo inglés de *First In, First Out* (primero en entrar, primero en salir). Es un método utilizado en estructuras de datos, contabilidad de costes y teoría de colas. Guarda analogía con las personas que esperan en una cola y van siendo atendidas en el orden en que llegaron, es decir, que la primera persona que entra es la primera persona que sale.

GENERACION: consiste en transformar alguna clase de energía no eléctrica, sea ésta química, mecánica, térmica o luminosa, entre otras, en energía eléctrica. Para la generación industrial se recurre a instalaciones denominadas centrales eléctricas, que ejecutan alguna de las transformaciones citadas. Éstas constituyen el primer escalón del sistema de suministro eléctrico.

GENERADOR: dispositivo capaz de mantener una diferencia de potencial eléctrico entre dos de sus puntos, llamados polos, terminales o bornes. Los generadores eléctricos son máquinas destinadas a transformar la energía mecánica en eléctrica.

HARDWARE: es la parte física de un computador y el más amplio de cualquier dispositivo electrónico.

HDLC: (*High-Level Data Link Control*, control de enlace síncrono de datos) es un protocolo de comunicaciones de propósito general punto a punto, que opera a nivel de enlace de datos. Proporciona recuperación de errores en caso de pérdida de paquetes de datos, fallos de secuencia y otros, por lo que ofrece una comunicación confiable entre el transmisor y el receptor.

HOST: máquina conectada a una red de ordenadores y que tiene un nombre de equipo (en inglés, *hostname*). Es un nombre único que se le da a un dispositivo conectado a una red informática. Puede ser un ordenador, un servidor de archivos, un dispositivo de almacenamiento por red, una máquina de fax, impresora,

IEC 61131-3: es la 3ª parte del estándar internacional abierto IEC 61131 que fue publicado por primera vez en Diciembre de 1993 por el IEC. La versión actual (2ª) fue publicada en 2003. La 3ª parte del IEC 61131 aborda el campo de los lenguajes de programación y define dos lenguajes gráficos y dos textuales estandarizados para PLC.

INTERFAZ: una interfaz (electrónica) es el puerto (circuito físico) a través del que se envían o reciben señales desde un sistema o subsistemas hacia otros. En programación de ordenadores también se habla de interfaz gráfica de usuario, que es un método para facilitar la interacción del usuario con el ordenador o la computadora a través de la utilización de un conjunto de imágenes y objetos pictóricos (iconos, ventanas..) además de texto.

INTERLOCKING: es un método para prevenir estados indeseados en una maquina, que generalizando puede incluir cualquier sistema de tipo eléctrico, electrónico o mecánico. En la mayoría de las aplicaciones un *interlock* es un dispositivo usado para ayudar a prevenir a que una maquina hiera a su operador o de daños en sus mecanismos.

IONIZACION: es el proceso químico o físico mediante el cual se producen iones, estos son átomos o moléculas cargadas eléctricamente debido al exceso o falta de electrones respecto a un átomo o molécula neutra.

LAN: es la interconexión de varios ordenadores y periféricos. (LAN es la abreviatura inglesa de *Local Area Network*, 'red de área local'). Su extensión esta limitada físicamente a un edificio o a un entorno de hasta 100 metros. Su aplicación más extendida es la interconexión de ordenadores personales y estaciones de trabajo en oficinas, fábricas, etc., para compartir recursos e intercambiar datos y aplicaciones.

LINEALIDAD: aquellos sistemas en los que los efectos de la suma de entradas es igual a la suma de las salidas individuales y el efecto de una entrada múltiplo de otra es el mismo múltiplo del resultado de dicha entrada.

MICROPROCESADOR: es un circuito integrado que contiene todos los elementos necesarios para conformar una "unidad central de procesamiento" UCP, también es conocido como CPU (por sus siglas en inglés: *Central Process Unit*). En la actualidad este componente electrónico está compuesto por millones de transistores, integrados en una misma placa de silicio.

PROTOCOLO: también Protocolo de Comunicación, es el conjunto de reglas que especifican el intercambio de datos u órdenes durante la comunicación entre las entidades que forman parte de una red.

RAM: se compone de uno o más chips y se utiliza como memoria de trabajo para programas y datos. Es un tipo de memoria temporal que pierde sus datos cuando se queda sin energía (por ejemplo, al apagar la computadora), por lo cual es una memoria volátil.

RELE: es un dispositivo electromecánico, que funciona como un interruptor controlado por un circuito eléctrico en el que, por medio de un electroimán, se acciona un juego de uno o varios contactos que permiten abrir o cerrar otros circuitos eléctricos independientes.

RESOLUCION: es la longitud de la palabra digital (número de bits), es decir por las agrupación de ceros y unos con que se va componiendo (codificando) una señal.

RTU: es una sigla que define a un dispositivo basado en microprocesadores, el cual permite obtener señales independientes de los procesos y enviar la información a un sitio remoto donde se procese. Generalmente este sitio remoto es una sala de control donde se encuentra un sistema central SCADA el cual permite visualizar las variables enviadas por la UTR.

SCADA: comprende todas aquellas soluciones de aplicación para referirse a la captura de información de un proceso o planta industrial (aunque no es absolutamente necesario que pertenezca a este ámbito), para que, con esta información, sea posible realizar una serie de análisis o estudios con los que se

pueden obtener valiosos indicadores que permitan una retroalimentación sobre un operador o sobre el propio proceso,

SOFTWARE: se refiere al equipamiento lógico o soporte lógico de un computador digital, comprende el conjunto de los componentes lógicos necesarios para hacer posible la realización de una tarea específica, en contraposición a los componentes físicos del sistema (hardware).

TERMINAL VIRTUAL: es un programa informático que simula el funcionamiento de un terminal de un ordenador central a través de una red de telecomunicaciones entre dicho ordenador central y el ordenador que ejecuta el emulador de terminal.

TIEMPO REAL: la palabra tiempo significa que el correcto funcionamiento de un sistema depende no sólo del resultado lógico que devuelve la computadora, también depende del tiempo en que se produce ese resultado. La palabra real quiere decir que la reacción de un sistema a eventos externos debe ocurrir durante su evolución. Como una consecuencia, el tiempo del sistema (tiempo interno) debe ser medido usando la misma escala con que se mide el tiempo del ambiente controlado (tiempo externo).

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE: se utilizan para tomar muestras de corriente de la línea y reducirla a un nivel seguro y medible, para las gamas normalizadas de instrumentos, aparatos de medida, u otros dispositivos de medida y control. Ciertos tipos de transformadores de corriente protegen a los instrumentos al ocurrir cortocircuitos.

TRANSMISION: es la parte del sistema de suministro eléctrico constituida por los elementos necesarios para llevar hasta los puntos de consumo y a través de grandes distancias la energía generada en las centrales eléctricas.

TRIFASICO: es el conjunto de tres corrientes alternas monofásicas de igual frecuencia y amplitud (y por consiguiente, valor eficaz) que presentan una cierta diferencia de fase entre ellas, en torno a 120° , y están dadas en un orden determinado. Cada una de las corrientes monofásicas que forman el sistema se designa con el nombre de fase.

TURBINA: es el nombre genérico que se da a la mayoría de las turbomáquinas motoras. Éstas son máquinas de fluido, a través de las cuales pasa un fluido en

forma continua y este le entrega su energía a través de un rodete con paletas o álabes.

Las turbinas constan de una o dos ruedas con paletas, denominadas rotor y estator, siendo la primera la que, impulsada por el fluido, arrastra el eje en el que se obtiene el movimiento de rotación.

El término turbina suele aplicarse también, por ser el componente principal, al conjunto de varias turbinas conectadas a un generador para la obtención de energía eléctrica.

VME: es un bus estándar, originalmente desarrollado para la línea de CPUs Motorola 68000, pero después usado por muchas aplicaciones siendo estandarizado por IEC como ANSI/IEEE 1014-1987. Esta basado físicamente en los tamaños de Eurocard, mecanismos y conectores, pero usa su sistema propio de señalización, el cual Eurocard no define. Fue diseñado en primera instancia en 1981 y continúa siendo usado a nivel mundial actualmente.

WATCHDOG: en electrónica, un **perro guardián** (en inglés *watchdog*) es un mecanismo de seguridad que provoca un reset del sistema en caso de que éste se haya bloqueado. Consiste en un temporizador que irá continuamente decrementando un contador, inicialmente con un valor alto. Cuando este contador llegue a cero, se reseteará el sistema. Así que se debe diseñar el programa de manera que refresque o inicialice el perro guardián antes de que provoque el reset. Si el programa falla o se bloquea, al no poder actualizar el contador del perro guardián a su valor de inicio, éste llegará a decrementarse hasta cero y se reseteará el sistema.

RESUMEN

El siguiente documento detalla el diseño e implementación de la Función Recierre para las RTU Harris propiedad de la Empresa de Energía del Pacífico EPSA S.A. por medio de lógica programada usando la herramienta LogicLinx, aplicación que dota de funciones de PLC a las RTU permitiendo de esta manera crear proyectos de automatización sin incurrir en cableado adicional y haciendo uso de los equipos presentes en las subestaciones eléctricas.

Con esta implementación se brinda un respaldo a las funciones de protección y control que desempeñan los relés de sobrecorriente y recierre con los que cuentan las subestaciones eléctricas, ya que en el momento que se encuentren fuera de servicio estos equipos, el respaldo entra en funcionamiento con el fin de brindar una confiabilidad alta en el servicio que presta la empresa.

INTRODUCCIÓN

La automatización ha trascendido los diferentes campos de la actividad humana, desde la industria hasta el hogar, permitiéndole, además de incrementar la producción, mejorar la calidad de vida y el tiempo libre.

Con el fin de mejorar continuamente los índices de calidad del servicio de energía eléctrica, las empresas del sector energético, tanto generadoras como distribuidoras, mantienen en continua modernización y desarrollo sus instalaciones e infraestructura. Esto se percibe en los mayores niveles de automatización de sus sistemas de potencia, redes de comunicaciones, sistemas de protección, integración de servicios y atención al usuario. Todo esto acompañado de modernos sistemas de gestión y optimización de los recursos que orientan hacia la calidad de los productos y servicios. La automatización de las subestaciones eléctricas hace parte de este engranaje de modernización.

Contrario a otras épocas, las subestaciones de energía eléctrica ya no cuentan con personal operativo permanente que supervise y controle los diferentes equipos de maniobra propios de la instalación ni que registre periódicamente los cambios de las variables eléctricas como potencia, tensión, corriente, frecuencia, etc. El actual desarrollo tecnológico permite que estas y otras tareas de mayor complejidad se logren con equipos de automatización que monitoreen, registren y controlen simultáneamente todas las señales deseadas de la subestación, de manera continua y en tiempo real. Permiten operar el sistema de manera segura, confiable, con mejores tiempos de atención ante fallas, logrando así que el usuario obtenga un servicio de mejor calidad.

Los equipos que actualmente realizan esta labor se conocen como Unidades Terminales Remotas (RTU), las cuales permiten una supervisión y control remoto de toda la red de subestaciones que conforman el sistema regional de distribución de energía eléctrica del Valle del Cauca. Estas, como cualquier equipo de automatización, poseen una interfaz de usuario tanto a nivel de hardware como de software, que permite al operador del sistema, un control total sobre el equipo para ser configurado y supervisado.

Este proyecto tiene como objeto aprovechar la funcionalidad que como PLC brindan estas RTU, con las cuales además supervisar y controlar de manera remota la red de subestaciones, se tienen a disposición herramientas que permiten desarrollar en ellas aplicaciones de lógica programada, siendo ésta el objeto de la implementación, con lo que se quiere brindar un respaldo a las

funciones propias de los equipos que se encuentran en las subestaciones eléctricas, para este caso el relé y sus funciones, entre las cuales encontramos funciones de protección y de control.

1. OBJETIVOS

1.1. OBJETIVO GENERAL

Implementar en el ámbito de supervisión y control en las RTUs de subestaciones eléctricas no asistidas propiedad de EPSA el respaldo para la función recierre usando lógica programada mediante el software LogicLinx.

1.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Conocer los distintos problemas e inconvenientes que se tienen actualmente en las subestaciones con este tipo de dispositivos de protección y control.
- Estudiar el hardware y software de programación de la RTU tipo HARRIS D20M.
- Analizar la funcionalidad y requisitos para el desarrollo de una función recierre utilizando la herramienta LogicLinx.
- Identificar la dinámica de la función recierre.
- Diseñar y simular la aplicación.
- Realizar pruebas en laboratorio de la lógica de recierre en la RTU.
- Evaluar en campo la aplicación.
- Elaborar documentación y manual de usuario de la aplicación.

2. ANTECEDENTES

Inicialmente EPSA, en conjunto con el Centro Nacional de Despacho (CND), efectuaba Control Automático de Generación (AGC) mediante el protocolo propietario de ABB llamado INDACTIC 33/41, consistía básicamente en enviar un valor de referencia de manera digital y de esta manera actuar sobre una de las salidas del mismo tipo en la RTU. Se pretendió por medio de esto controlar la frecuencia para que dicho valor en el sistema no fuese mayor ni menor a 60Hz. Actualmente, esta función representa para EPSA un beneficio ya que es remunerado por el CND.

Con el paso del tiempo, se presentaron problemas con el protocolo de ABB y los valores que se enviaban, debido a esto se optó por el protocolo IEC 870-5-101 en donde la falla se veía subsanada. Con esta migración de protocolo el valor de referencia que se envía es un valor análogo, por lo que se hace necesaria una conversión digital, la aplicación diseñada con LogicLinx captura el valor para convertirlo en un control por ancho de pulsos, todo esto con el fin de que la RTU lo pueda manejar, ya que no cuenta con salidas análogas.

Esta aplicación que convierte lo que se envía a través del protocolo en anchos de pulso fue diseñada por la firma de origen mexicano CENSA, quienes son los autores de la aplicación AGC CND.

En lo que a desarrollos de la función recierre haciendo uso de LogicLinx respecta, no se conocen aplicaciones diseñadas por alguna empresa.

3. JUSTIFICACION

Las razones para usar un recierre automático, en cualquier tipo de aplicación que se refiere a la Distribución y Transmisión son:

- Minimizar la existencia de interrupciones del cliente.
- El mantenimiento de la estabilidad de sistema y la sincronización (disparos rápidos/ recierres automáticos), en las líneas de transmisión.
- Restauración de la capacidad de sistema y la confiabilidad con el mínimo de apagones y menos gastos de los recursos humanos.
- Restauración de las interconexiones de sistema críticos.
- Restauración del servicio para cargas críticas
- La reducción de la duración de falla, da como resultado menos daños provocados por las fallas y menos fallas permanentes.
- El uso de disparos rápidos y recierres automáticos de alta velocidad, para prevenir los apagones permanentes, no suelen ser recomendados ya que no se eliminan las fallas por completo.
- El uso de disparos y recierres automáticos retrasados, permite que el tiempo retrasado elimine las fallas por completo.
- Habilitar subestaciones desatendidas.

Para EPSA es muy importante mantener un control confiable en su sistema de automatización de subestaciones de energía eléctrica basado en RTUs, ya que estos equipos deben mantener una disponibilidad anual por encima del 97% con el fin de garantizar un buen funcionamiento del sistema eléctrico de generación, transmisión y distribución.

Este proyecto pretende brindar un respaldo a los relés de protección y de control debido a que son equipos de gran importancia en las subestaciones eléctricas, esto se verá reflejado en un beneficio directo al disminuir el monto de los pagos que hace EPSA por **DES** y **FES (Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio)** definida como el tiempo total acumulado, en horas de las interrupciones del servicio durante los últimos doce meses para un usuario y **Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio**, definida como el número acumulado de las interrupciones del servicio durante

los últimos doce meses para un usuario). Se mostrará una mejoría en tiempos de respuesta y atención a cargas desatendidas, ya que se evitará en mayor parte el desplazamiento del personal y esto repercute de una manera positiva en los costos de operación de la Unidad de Protecciones Eléctricas y Telecontrol.

Adicionalmente, el tener la posibilidad de monitorear permanentemente las subestaciones, permite mejorar los mantenimientos preventivos y disminuir los mantenimientos correctivos, gracias a los datos históricos recolectados a través de este tipo de sistemas.

4. PRESENTACION DE LA EMPRESA

EPSA nació el 1 de enero de 1995, como resultado de la escisión de la Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca, CVC, la cual a partir de la Ley 99 de 1993 debía independizar la gestión ambiental del negocio eléctrico, para lo cual se creó un nuevo ente que asumiera las funciones de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica para el Valle, mientras que CVC se encargaría exclusivamente de la gestión ambiental.

Figura 1. Planta de generación



Fuente: Plantas de Generación [en línea]. Santiago de Cali: Empresa de Energía del Pacífico EPSA S.A. E.S.P. 2007 [Consultado 08 de Octubre de 2008] Disponible en Internet: <http://www.epsa.com.co/Default.aspx?tabid=234>

En la época de la creación de EPSA, el país vivía grandes transformaciones de la apertura económica, una de las cuales fue la política gubernamental de estímulo al sector privado para invertir en el negocio eléctrico, etapa en la cual el departamento del Cauca y Valle, además de Emcali, CVC y los empleados de EPSA, adquirieron el 37.7% de la empresa en condiciones preferenciales de precio y crédito. Meses después, el 5 de junio de 1997 el Gobierno Nacional vendió en subasta pública el 56.7% de las acciones de EPSA a un consorcio formado por Houston Industries y la Electricidad de Caracas.

Para el año 2000, este consorcio vendió su participación accionaria a UNION FENOSA de España, empresa del sector energético que ocupa el 3° lugar de importancia en el país ibérico. Desde ese año, UNION FENOSA viene aportando su experiencia, transferencia de tecnología y conocimientos, además de nuevos esquemas de manejo operativo que han permitido el mejoramiento de los indicadores de servicio al cliente, el desempeño financiero y los resultados operacionales.

Desde sus inicios, mediante un proceso de privatización que es modelo para el país, la Compañía aporta beneficios para la región como ninguna otra empresa en Colombia. EPSA ha entregado utilidades no solo a sus socios estratégicos, sino también a la CVC, Gobernación del Valle, Emcali, municipios de Suárez y Morales, así como también a los empleados socios. Las inversiones que ascienden a los US \$250 millones, han permitido mejorar la infraestructura energética del Valle, lo que se traduce en un servicio de excelente calidad, generando además puestos de trabajo y riqueza para el departamento.

Los cuatro negocios básicos de EPSA son, desde su creación, la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización de la energía para el Valle del Cauca, excepto Cali, Yumbo y Cartago.

Figura 2. Torre para el transporte de energía eléctrica



Fuente: Plantas de Generación [en línea]. Santiago de Cali: Empresa de Energía del Pacífico EPSA S.A. E.S.P. 2007 [Consultado 08 de Octubre de 2008] Disponible en Internet: <http://www.epsa.com.co/Default.aspx?tabid=234>

EPSA es la operadora de la red de distribución de todos los municipios del departamento haciendo posible llevar la energía hasta el ultimo rincón del Valle, lo que hace a EPSA merecedores del reconocimiento por parte del DANE, como el departamento mejor electrificado del país.

Para adelantar cada una de estas operaciones, fue preciso hacer inversiones y construir obras de infraestructura como centrales hidroeléctricas, modernos centros de control, subestaciones y sistemas de redes que se extienden por miles de kilómetros a través del departamento.

Figura 3. Subestación eléctrica elevadora



Fuente: Plantas de Generación [en línea]. Santiago de Cali: Empresa de Energía del Pacífico EPSA S.A. E.S.P. 2007 [Consultado 08 de Octubre de 2008] Disponible en Internet: <http://www.epsa.com.co/Default.aspx?tabid=234>

Adicionalmente, para brindar un servicio de excelente calidad, EPSA desarrolló modernos sistemas para el manejo de la información y comunicación interna de tal manera que se lleven a cabo las labores de operación, mantenimiento y servicio al cliente con la coordinación necesaria, lo que arroja como resultado en la gestión, que hoy en día sean considerados una de las mejores empresas de servicios públicos del país por los indicadores de gestión: Cartera 99%, Pérdidas de energía 10.4%, disponibilidad de plantas de generación 91,92%, cumplimiento de los indicadores energéticos DES 94% y FES 95%.

Actualmente, la Empresa está en una etapa de modernización de sus sistemas de información, al migrar hacia los sistemas desarrollados por UNION FENOSA: sistema de gestión comercial, de gestión de energía, financiero y de abastecimiento. Lo anterior los posiciona como una de las más tecnificadas y eficientes empresas de servicios públicos del país.

Desde su creación, EPSA estableció su política empresarial de responsabilidad social la cual se hizo más evidente con la creación de la Fundación EPSA.

La Fundación EPSA nació en 1999 con el propósito de materializar el compromiso social de EPSA con el departamento por un desarrollo sostenible y un mejor mañana para las futuras generaciones de colombianos.

Figura 4. Infraestructura eléctrica de la red de transporte



Fuente: Plantas de Generación [en línea]. Santiago de Cali: Empresa de Energía del Pacífico EPSA S.A. E.S.P. 2007 [Consultado 08 de Octubre de 2008] Disponible en Internet: <http://www.epsa.com.co/Default.aspx?tabid=234>

La Fundación EPSA tiene su campo de acción en los departamentos del Valle y Cauca, donde promueve y acompaña proyectos de generación de ingresos que inician con el aporte de un capital semilla (ejemplo: Mercado Orgánico Campesino). Así mismo, trabaja en proyectos educativos dotando escuelas de salas de sistemas con el programa Ventanas al Mundo de la Presidencia de la República. La Fundación EPSA también trabaja en proyectos de solidaridad cuando nuestras comunidades, que también son nuestros clientes, así lo han requerido.

EPSA ha vivido una constante transformación a lo largo de once años, siempre en la búsqueda del mejoramiento de sus procesos, de sus sistemas de información, el mejoramiento de su gente; todo con el único propósito de ofrecer a sus clientes calidad de vida a través de la prestación de un excelente servicio de energía eléctrica.

Por último, un logro que refrenda su compromiso con Colombia y los pone frente al reto de continuar trabajando por el progreso del Valle del Cauca, es la certificación Triple A otorgada por séptimo año consecutivo por la Sociedad Calificadora de Valores, Duff & Phelps de Colombia a la emisión de bonos.

Esta calificación corresponde a un grado asignado a las emisiones con la más alta calidad crediticia, con factores de riesgo prácticamente inexistentes, lo que los posiciona como una de las empresas del sector energético mejor gestionadas y con mayor solidez en el país.

5. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

5.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La Empresa de Energía del Pacífico EPSA S.A. E.S.P. cuenta con equipos de campo, entre ellos relés de tipo mecánico y numérico con funciones propias de protección y control, que permiten la operación y funcionamiento de las subestaciones eléctricas ubicadas en diferentes cabeceras municipales del departamento del Valle del Cauca.

Sin embargo, los controles, relés, protecciones y demás equipo asociado, pueden presentar fallas internas y causar una mala operación en sus funciones. Por ejemplo, un relé de protección puede presentar omisión de disparo por fallas en sus partes mecánicas o electrónicas lo cual deja vulnerable el sistema de potencia circundante y los equipos quedan expuestos a daños que pueden ser irreversibles. De otro lado, una falla en un relé de recierre que cumple funciones de control correspondientes a generar comandos de cierre automático después de la detección de un disparo causado por las protecciones, afecta los indicadores de calidad del servicio (DES y FES) por la no pronta restauración de este.

La probabilidad que se presente falla en los equipos de protección y control es muy alta debido a que se encuentran expuestos a eventos externos como descargas atmosféricas, fallas en las fuentes de alimentación, contaminación ambiental, errores humanos y por el deterioro mismo de sus partes internas una vez son puestos en servicio.

Por los motivos antes mencionados, se plantea una solución empleando LogicLinx, con la que se pretende diseñar una aplicación que brinde un respaldo orientado a las funciones de protección y control que desempeñan los relés en caso de que presente alguna falla, por medio de la lógica programada, sin incurrir en cambios o adaptaciones de los equipos ya existentes en las subestaciones eléctricas de EPSA E.S.P.

6. MARCO TEORICO CONCEPTUAL

Este proyecto involucra las áreas de automatización, redes de control industrial y programación de software. Por tal razón, a continuación se realiza una presentación de los aspectos más relevantes de cada una de ellas relacionadas con el proyecto.

6.1. SOFTWARE PARA LOGICA PROGRAMADA LOGICLINX COMPATIBLE CON EL ESTANDAR IEC 61131-3

6.1.1. Sistemas en Tiempo Real. En general, hay dos tipos principales de sistemas de tiempo real en uso, los cuales son:

- Conducidos por tiempo
- Conducidos por eventos

Los conducidos por tiempo basan su funcionamiento en observar periódicamente el estado del sistema, contrario a reaccionar a un evento aislado.

El resultado es que el intervalo de tiempo entre observaciones es la cantidad de tiempo que determina la ejecución del control. Cabe añadir que la mayoría de los sistemas de control tipo PLC usan el sistema conducido por tiempo.

➤ Ventajas

- Simplicidad de los sistemas operantes (programas)
- Predicción del máximo tiempo de respuesta.

➤ Desventajas

- Cíclico, el tiempo del ciclo es impuesto inherentemente en todos los eventos de entrada.
- Uniformidad, todos los eventos son detectados en el mismo intervalo, denegando sus intervalos repetitivos propios.

Los sistemas en tiempo real conducidos por eventos basan su funcionamiento en responder a cada evento en el momento en el que ocurren.

En realidad, todos los eventos del sistema son puestos en una cola, y el programa determina la acción correcta. El sistema debe atender cada evento inmediatamente, incluso si otros eventos están siendo procesados al mismo tiempo.

➤ Ventajas

- Flexibilidad, el programador tiene una herramienta poderosa en la cual los eventos pueden ser procesados basados en su naturaleza e importancia.

➤ Desventajas

- Complejidad, es muy difícil programar para eventos simultáneos y en situación en las cuales se presentan conflictos de prioridad.
- Requiere un sistema operativo más complejo.
- Típicamente requerirá una plataforma más poderosa (rápida).
- Impredecible, eventos con prioridades mayores interrumpirían a otros eventos con prioridades menores

Podemos concluir entonces que debido a la cantidad de desventajas, los sistemas conducidos por eventos están reservados para unas pocas aplicaciones especializadas.

La mayoría de los sistemas PLC, incluyendo LogicLinx, son conducidos por tiempo. Ya que el LogicLinx Executor es conducido por tiempo, el tiempo de respuesta de un programa en LogicLinx nunca podrá ser mayor que el ciclo de programa.

6.1.2. Definición de PLC. La Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos (NEMA por sus siglas en ingles) definen un PLC como una solución basada en microprocesador la cual usa módulos de entrada conectados a sensores para leer el estado de un sistema controlado, hacer un análisis, tomar una acción consecuente para finalmente operar actuadores haciendo uso de módulos de salida.

Vemos entonces que la tarea del software de un PLC es calcular la salida correcta con base en la imagen que tiene de los valores de entrada que le brinda el sistema.

LogicLinx emula las características de un PLC dentro de una plataforma multifuncional construida para un propósito específico, mientras le atribuye un valor agregado al software. Decimos entonces que el objetivo de LogicLinx es efectuar tareas propias de un PLC, calcular valores de salida teniendo en cuenta sus entradas, dentro de contexto de múltiples aplicaciones de software ejecutándose concurrentemente en la misma maquina mientras que su rendimiento no se ve afectado y conservando una facilidad en su uso.

LogicLinx es una herramienta de última generación basada en estándares, con la que se pueden crear aplicaciones de automatización que tradicionalmente resultarían en costos elevados o siendo poco practicas, sin la necesidad de lógica cableada adicional.

Estas aplicaciones pueden ser creadas usando cualquiera de las combinaciones entre los lenguajes de programación que comprende la norma IEC 61131-3, además está diseñado para reducir el tiempo de diseñar, documentar y comisionar proyectos de automatización.

Este software soporta entradas y salidas de tipo binario y análogo, así como contadores de transición (acumuladores). Esta compuesto por la herramienta Editor, que esta basada en PC y su función principal es la de administrar los programas, adicionalmente, esta compuesto por la herramienta Executor, la cual se ejecuta bajo las plataformas de automatización de GE Energy y es el motor de LogicLinx. Executor tiene dos versiones, una denominada MACH que se comunica vía serial únicamente y la versión WARP, que soporta además de la conexión serial las de tipo Ethernet.

Funcionalmente el software soporta más de 80 operaciones, incluyendo cálculos, logaritmos y trigonometría, las cuales están agrupadas de la siguiente manera:

Operadores: manipulación de datos, booleanos, aritméticos, comparaciones lógicas y conversión de datos.

Bloques de funciones: booleanos, conteo, temporizados, enteros análogos, enteros reales y generador de funciones.

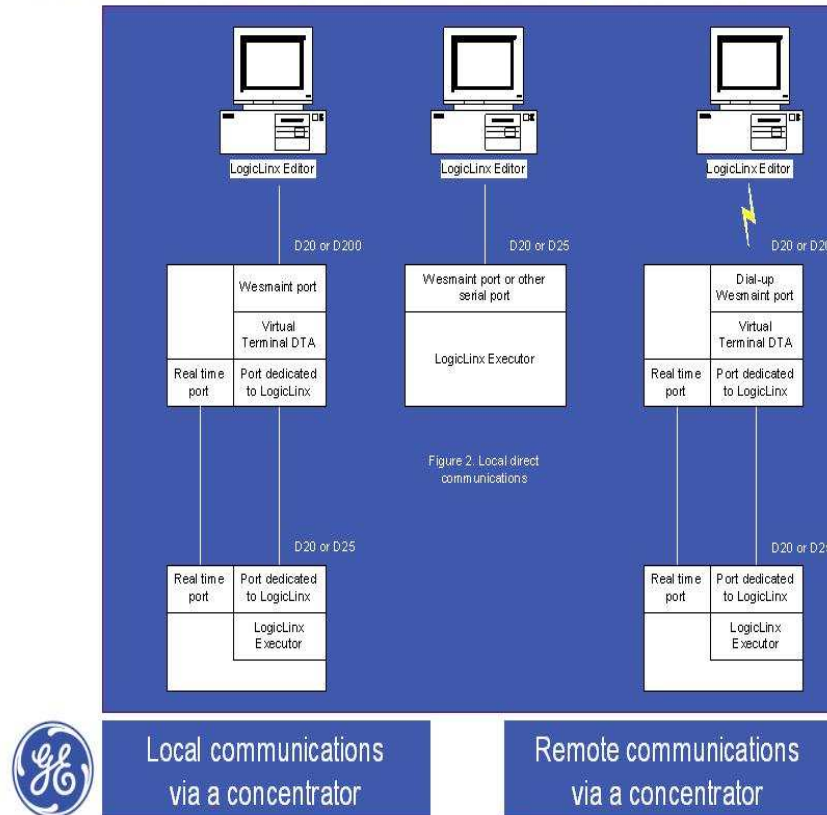
Funciones: matemáticas, trigonométricas, control de registros, manipulación de datos, conversión de datos, manejo de cadenas y manejo de vectores. Sumado a lo anterior, cuenta con características que brindan herramientas de simulación visual, tales como:

- **Board Simulador:** controla y muestra los estados de las entradas y salidas del programa.
- **Spy List:** Permite observar los cambios de las variables involucradas en el proceso.
- **Cicle Profiler:** Lleva al programador a ciertas áreas de la aplicación que podrían ser optimizadas.
- **DDE Exchange:** establece un vínculo de intercambio dinámico de datos con otras aplicaciones basadas en el sistema operativo Windows.
- **Language Trace:** resalta porciones de programa que están siendo ejecutadas.
- **SpotLight:** permite construir o animar visualizaciones como diagramas de una línea o paneles mímicos.
- **Simulation Scripts:** herramienta que automatiza pruebas creando archivos de entrada para verificar resultados.

LogicLinx es compatible con los sistemas de comunicaciones tradicionales y modernos que se encuentran actualmente en las subestaciones. En los sistemas tradicionales, las conexiones seriales son usadas para comunicarse con el Executor tipo MACH; una Terminal Virtual puede ser usada además para establecer conexiones remotas. En los sistemas modernos, una red Ethernet LAN es usada para comunicarse con el Executor tipo WARP, aunque un Terminal Virtual puede seguir siendo requerido para cualquier conexión serial a nivel local.

Figura 5. Sistema de Comunicaciones Tradicional en una Subestación

Traditional Substation Communications



Fuente: Definition and Description of LogicLinX. Ge Power Systems. Canadá, 2005. 1 archivo de computador.

6.1.3. Modelo de ejecución de LogicLinX. LogicLinX basa su ejecución en una imagen de sus entradas y salidas. La efectividad de sus decisiones depende de la exactitud de la imagen y de la frecuencia con la cual se actualizan estos valores. Las tres implicaciones principales de este acercamiento son:

- No es posible atender un evento en el momento exacto en el que ocurre.
- No es posible considerar eventos cuya periodicidad es menor que el ciclo de programa.
- En el peor de los casos, el tiempo de respuesta es como mínimo dos veces el ciclo de programa

Ya que LogicLinx Executor esta concebido para ser usado en tiempo real, en sistemas operativos multitarea, el uso de memoria del programa y su desempeño dependen de una manera directa de la aplicación que esté en ejecución. Es por eso que antes de la implementación, se debe tener en cuenta las capacidades de los dispositivos en los que se pretende ejecutar la aplicación para asegurar que los recursos estén disponibles para los programas a utilizar.

La cantidad de memoria requerida en el sistema objetivo estará definida por:

- El tamaño del programa que esta siendo descargado.
- La cantidad de entradas/salidas mapeadas en el programa.

El Executor estará limitado además por lo existente en el software del sistema objetivo. Algunos de estos límites son:

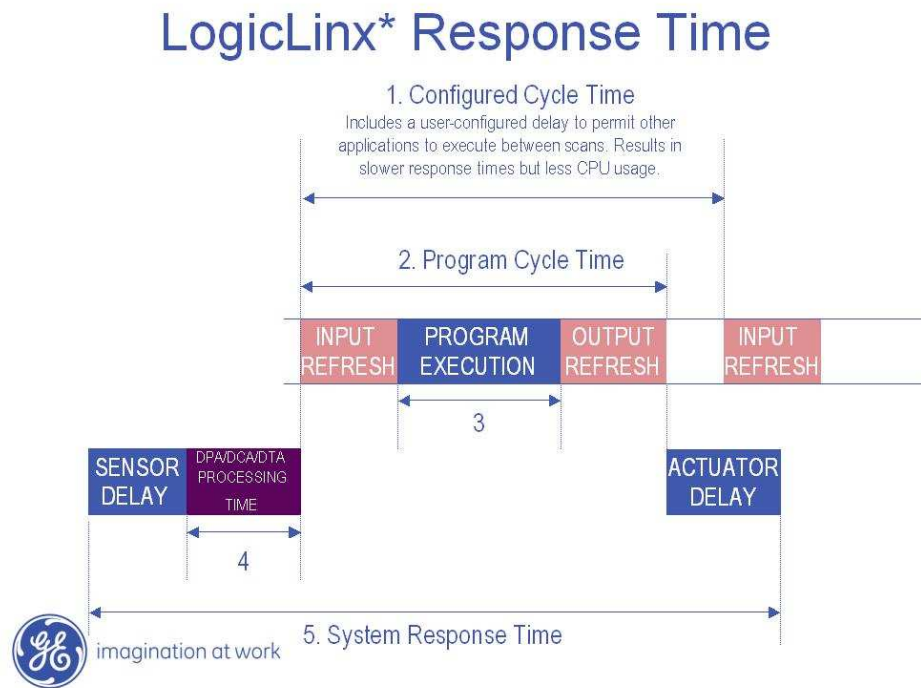
- El número de aplicaciones, en adición a LogicLinx, que se están ejecutando en ese momento.
- Actividad en las comunicaciones, LAN, VME y/o serial.

El tiempo de ejecución del programa dependerá de lo siguiente:

- El número de instrucciones del programa
- La complejidad de dichas instrucciones
- Actividad del sistema
- La cantidad de datos I/O que deben ser actualizados al inicio y operados al final del ciclo de ejecución.

Cuando se trabaja con aplicaciones desarrolladas en lógica programada, los siguientes aspectos con respecto al tiempo de ejecución deben ser tenidos en cuenta:

Figura 6. Tiempo de respuesta de LogicLinx



Fuente: Definition and Description of LogicLinx. Ge Power Systems. Canadá, 2005. 1 archivo de computador.

Cabe resaltar que el ciclo de ejecución que se configura incluye un retraso para permitir que las demás aplicaciones se ejecuten durante los periodos de actualización de las imágenes de entrada de las variables. Esto trae como consecuencia un tiempo de respuesta mucho más lento, pero así mismo un uso de la CPU mucho menor.

Mientras que la herramienta Executor de LogicLinx es capaz de procesar los eventos extremadamente rápido, el objetivo de este software no es ser usado como un PLC. Su prioridad de ejecución dentro de las plataformas de GE Energy es mas baja comparada con otras aplicaciones que procesan las entradas y salidas del sistema. Debido a esto, el tiempo de respuesta de un programa diseñado con LogicLinx es en mayor parte una función del tiempo de respuesta de otras tareas que residen en la plataforma de automatización, tales como Aplicaciones de Procesamiento de Datos (DPA), Aplicaciones de Recolección de Datos (DCA) y Aplicaciones de Traducción de Datos (DTA).

6.2. UNIDAD TERMINAL REMOTA (RTU).

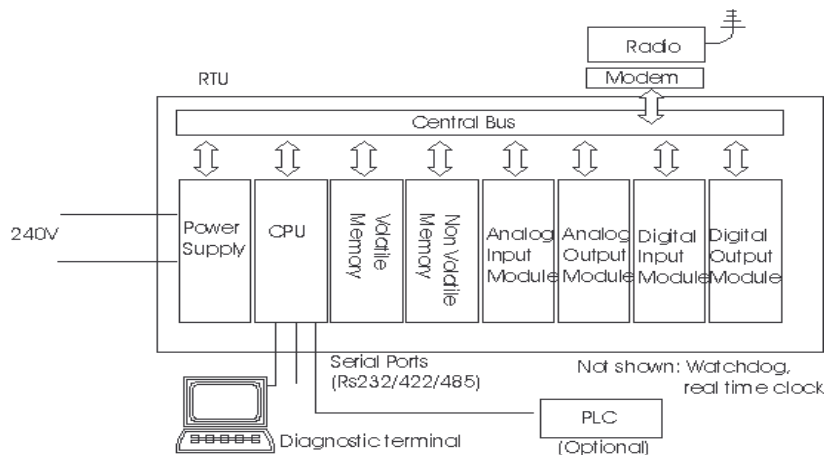
El SCADA RTU es una pequeña y robusta computadora que proporciona inteligencia en el campo para permitir que la estación maestro se comuniquen con los instrumentos. Es una unidad stand-alone (independiente) de adquisición y control de datos. Su función es controlar el equipamiento de proceso en el sitio remoto, adquirir datos del mismo, y transferirlos al sistema central SCADA.

Hay dos tipos básicos de RTU: single boards (de un solo módulo), compactos, que contienen todas las entradas de datos en una sola tarjeta, y modulares que tienen un modulo CPU separado, y pueden tener otros módulos agregados, normalmente conectándolos en una placa común (similar a un PC con una tarjeta madre donde se ensamblan procesador y periféricos).

Un RTU single board tiene normalmente I/O fijas, por ejemplo, 16 entradas de información digitales, 8 salidas digitales, 8 entradas de información analógicas, y 4 salidas analógicas. No es normalmente posible ampliar su capacidad.

Un RTU modular se diseña para ser ampliado agregando módulos adicionales. Los módulos típicos pueden ser un módulo de 8 entradas análogas, un módulo de 8 salidas digitales.

Figura 7. RTU Modular



Fuente: DEHEZA, Eduardo. Scada, una breve descripción [en línea] México: El rincón del vago, 2004. [Consultado 14 de Abril de 2008] Disponible en internet: <http://html.rincondelvago.com/scada.html>

6.2.1. Funcionalidad del hardware de un RTU. El hardware de un RTU tiene los siguientes componentes principales:

- CPU y memoria volátil (RAM).
- Memoria no volátil para grabar programas y datos.
- Capacidad de comunicaciones a través de puertos seriales o a veces con módem incorporado.
- Fuente de alimentación segura (con salvaguardia de batería).
- Watchdog timer (que asegure reiniciar el RTU si algo falla).
- Protección eléctrica contra fluctuaciones en la tensión.
- Interfaces de entrada-salida a DI/DO/AI/AO's.
- Reloj de tiempo real.

6.2.2. Funcionalidad del software de un RTU. Todos los RTU requieren de las siguientes funcionalidades. En muchos RTU's éstas se pueden mezclar y no necesariamente ser identificables como módulos separados.

- Sistema operativo en tiempo real.
- Driver para el sistema de comunicaciones, es decir la conexión con la estación maestro.
- Drivers de dispositivo para el sistema de entrada-salida a los dispositivos de campo.
- Aplicación SCADA para exploración de entradas de información, procesamiento y el almacenamiento de datos, respondiendo a las peticiones de la estación maestra sobre la red de comunicaciones.
- Algún método para permitir que las aplicaciones de usuario sean configuradas en el RTU. Ésta puede ser una simple configuración de parámetros, habilitando o deshabilitando entradas-salidas específicas que invalidan o puede representar un ambiente de programación completo para el usuario.
- Diagnóstico.
- Algunos RTU's pueden tener un sistema de archivos con soporte para

descarga de archivo, tanto programas de usuario como archivos de configuración.

6.2.3. Operación básica. El RTU operará la exploración de sus entradas de información, normalmente con una frecuencia bastante alta. Puede realizar algún procesamiento, por ejemplo cambios de estado, etiquetado de cambios, y almacenamiento de datos que aguardan la interrogación de la estación Maestro. Algunos RTU tienen la capacidad de iniciar la transmisión de datos al maestro, aunque es más común la situación donde el maestro encuesta a los RTU preguntando por cambios. El RTU puede realizar un cierto procesamiento de alarmas. Cuando es interrogado el RTU debe responder a la petición, la que puede ser tan simple como *dame todos tus datos*, o una compleja función de control para ser ejecutada.

6.3. WESTRONIC D20M HARRIS RTU

6.3.1. Procesador principal D20M. La tarjeta D20M es el procesador avanzado de las plataformas D20/D200 usadas en la automatización de subestaciones. Posee un procesador principal de 32 bit que cumple con funciones de recolección de datos, puesta a disposición de estos datos a otras computadoras, ejecuta algoritmos de automatización locales y mantiene las I/O y datos del dispositivo en la base de datos del sistema.

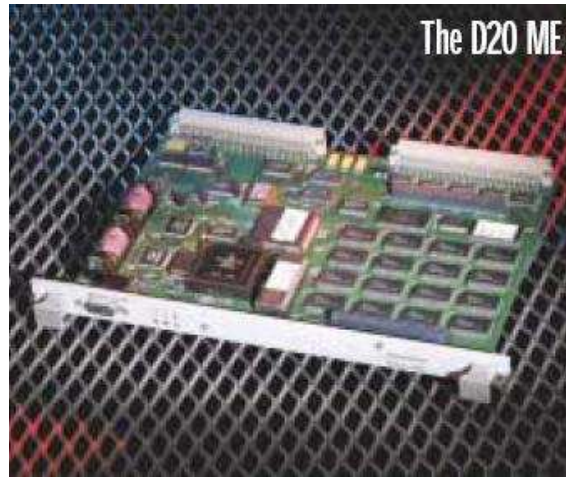
Siguiendo con su arquitectura distribuida, la D20M se comunica y distribuye alimentación a sus periféricos localizados bien sea en el mismo edificio de la subestación o en patio por medio del enlace llamado D.20 Link, una red de área local que alcanza velocidades de hasta 250 Kbps. El número máximo de periféricos que pueden ser conectados sobre este enlace D.20 Link es de 63, siendo entonces necesario un módulo repetidor para cada grupo de 31 módulos. Cuenta con dos puertos D.20 de alta velocidad para la comunicación con sus periféricos, el puerto HDLC restante, puede ser usado como un puerto de respaldo.

Además de este par de puertos, cuenta con siete puertos seriales para las comunicaciones con estaciones maestro, RTU satélite y Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs) tales como medidores o relees. La librería de protocolos de GE Energy Services contiene la mayoría de protocolos industriales, a nivel de SCADA e IED, incluyendo el protocolo estándar en la industria DNP 3.0 e IEC 870-5.

La arquitectura flexible de software permite ejecutar aplicaciones más sofisticadas tales como soportar múltiples maestros y bases de datos, concentración de datos, ser pasarela de comunicaciones o esquemas sub-

maestro. Se considera una plataforma “lista para automatizar” teniendo en cuenta la suite de aplicaciones poderosas entre las que se encuentra el control lógico programable que brinda LogicLinx, remote data display, calculator, communications watchdog, accumulator freeze y analog reference que son aplicaciones propias de la suite. El software de configuración es fácilmente accesible si se tiene a disposición un PC y apoyado en el acceso remoto o local que brinda el puerto de mantenimiento con el que cuenta.

Figura 8. Tarjeta D20ME



Fuente: D20/D200 Technical Overview [en línea]. D20/D200 Substation Controller. Canadá: GE Energy, 2008. [Consultado el 11 de Abril de 2008] Disponible en internet: www.ge-energy.com/prod_serv/products/substation_automation/en/controllers/d20_d200.htm

6.3.2. D20A Modulo de Entradas Análogas. El periférico D20A es el modulo de entrada de tipo analógico para las plataformas D20. A través de panel terminal WESTERM D20A y el panel lógico WESDAC D20A, captura, filtra y digitaliza entradas de corriente y voltaje para transmitirlos al procesador principal D20M.

Este subsistema de entradas análogas emplea multiplexores de estado sólido, un microprocesador de 8 bit, amplificador programable de ganancia, conversor análogo-digital y múltiples referencias de precisión para optimizar la velocidad, resolución y linealidad. Estas características proveen una interfaz de entradas análogas con:

- 32 entradas bipolares o unipolares, incluyendo un amplio rango de corrientes de entrada escalables usando resistores de precisión.
- Auto-calibración que compensa el error de la ganancia y el error generado por el offset, no requiere ajustes manuales y asegura precisión y estabilidad en la temperatura.

- Escalizacion analógica-digital numérica opcional, que soporta una entrada de un único offset y valores a plena escala para cada entrada.

6.3.3. D20S Modulo de Posiciones. Recolección, procesamiento y reporte de varios tipos de contactos son las funciones que desempeña el modulo de posiciones D20S. Es capaz de leer 64 entradas digitales discretas. Todas estas entradas son bipolares y opto-aisladas, con cada grupo de 8 entradas compartiendo un retorno común o lo que se denomina contact wetting.

La D20S, basada en microprocesador, escanea, filtra y procesa los contactos de entrada para monitorear el estado/condición y medir cambios de estados de los dispositivos conectados a ella. La flexibilidad y confiabilidad de la tarjeta D20S pueden ser comprobadas con las siguientes características:

- Variedad de entradas y tipos configurables por punto, incluyendo estado, SOE (Secuencia de Eventos o Sequence Of Events, por sus siglas en ingles) o acumulador y con antirebote variable para cada punto.
- Filtro de castaño para prevenir el reporte de estados indeseables al host.
- Estampado de tiempo de los cambios en el momento que son detectados con una resolución de 1 ms para ser puestos en un búfer FIFO y ser transmitidos al host.
- Contact wetting disponible bien sea por la fuente de la tarjeta D20 o fuentes externas, tales como las baterías de la subestación. Este contact wetting se encuentra protegido (fusible).

6.3.4. D20K Modulo de Salidas de Control. Los comandos de control de las estaciones D20/D200 son manipulados por el modulo de control de salidas D20K. Dependiendo de la aplicación la tarjeta puede soportar tipos de salida tales como control dual, operación directa o múltiples controles Raise/Lower, esta tarjeta soporta el tipo de salida que mejor se ajuste a las condiciones de operación.

El subsistema de salidas para relé consiste en un panel lógico estándar WESDAC D20K y la elección de panel terminal WESTERM D20K adecuada, cada uno con 32 puntos para conexión a relés todo esto sumado a relés maestro de tipo Trip/Close. Para controles de trabajo pesado, existen paneles con relés de interposición.

Confiabilidad y seguridad son algunos de los asuntos mas importantes que controla esta tarjeta. La D20K incorpora componentes de hardware para técnicas de interlocking y algoritmos en software que la protegen contra

comandos falsos de salida producidos por fallas en componentes individuales en la tarjeta, direcciones de salida erradas o decodificación en la selección.

Entre sus características de seguridad se encuentran las siguientes:

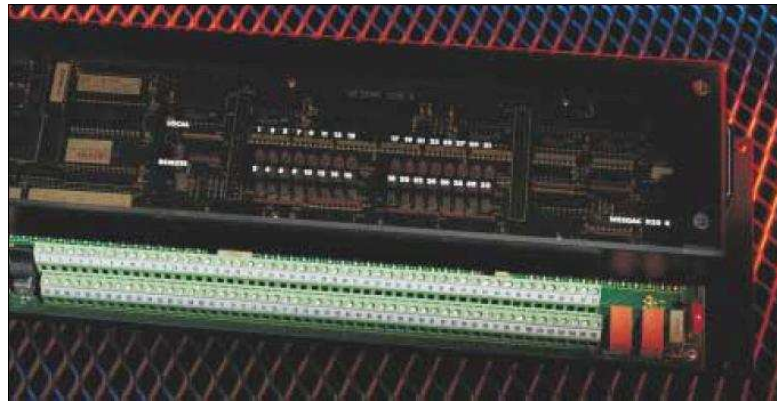
- Relés de control maestro tipo Trip/Close y selección de punto usados para definir el control deseado y energizar el bus apropiado (Trip o Close) para cada salida de control, esto reduce notablemente el costo en hardware.
- Funcionalidad selección-chequeo-ejecución (usando la D20M) para proveer operación altamente segura lo cual es especialmente esencial en situaciones críticas, tales como operaciones del tipo Trip/Close en interruptores de potencia, solamente un punto puede ser operado al tiempo, y cada comando envuelve una serie de pasos para confirmar o validar los controles recibidos por la estación maestro.
- Protección contra fallas de componentes a nivel individual para prevenir una mala operación del modulo.
- Chequeo regular de las bobinas para detectar fallas en componentes de hardware, la falla produce que el modulo se apague automáticamente.
- Interruptor Local/Remoto para inhabilitar manualmente la alimentación de los relés y la fuente usada para el contact wetting mientras se realiza mantenimiento local.
- Esquema de limite de corriente opcional en los relés de interposición.

El modulo digital provee de 32 salidas de control. En conjunto con el modulo WESTERM D20 K/KR se asignan a estas salidas relés de estado solido.

La transferencia y direccion de la información al interior de el modulo D20 K se lleva a cabo a traves de buses. El bus de direcciones es de 16 bits, originado desde el microcontrolador de la tarjeta y unidireccional. Este bus es usado para apuntar a la memoria o alguna parte del hardware para la transferencia de información.

El bus de datos es bidireccional de 8 bits y facilita el camino para la transferencia entre el microprocesador y sus perifericos al interior del modulo.

Figura 9. Modulo de Control D20K



Fuente: D20/D200 Technical Overview [en línea] D20/D200 Substation Controller. Canadá: GE Energy, 2008. [Consultado el 11 de Abril de 2008] Disponible en internet: www.ge-energy.com/prod_serv/products/substation_automation/en/controllers/d20_d200.htm

6.3.5. D20C Modulo Combinado. El modulo combinado de I/O cuenta con entradas de estado, salidas de control y de manera opcional entradas/salidas de tipo análogo en un modulo compacto.

Es ideal para aplicaciones con un numero pequeño de variables, la D20C desempeña todos los procesos de I/O similares a los módulos D20A, S y K. La misma tecnología es usada en la D20C para aprovisionar esencialmente las mismas capacidades y especificaciones que los demás módulos de I/O D20, pero para aplicaciones de puntos mezclados.

Con la D20C se pueden manipular los siguientes tipos de I/O:

- 16 entradas análogas u 8 entradas análogas y 8 salidas análogas, a través de una tarjeta opcional.
- Multiplexores de estado sólido diferenciales, tres puntos de referencia de alta precisión y calibración automática evitando así ajustes manuales para asegurar una operación eficiente y precisa.
- El modulo D20C contiene conversor de voltaje a frecuencia fijo a 5V a plena escala y resistores de precisión para escalar un amplio rango de corrientes de entrada.
- 16 entradas de estado opto-acopladas brindando un aislamiento de la parte

lógica del circuito. Como en la D20S, los cambios poseen etiquetas de tiempo y poseen un filtro de castaño para prevenir que cambios no deseados sean reportados.

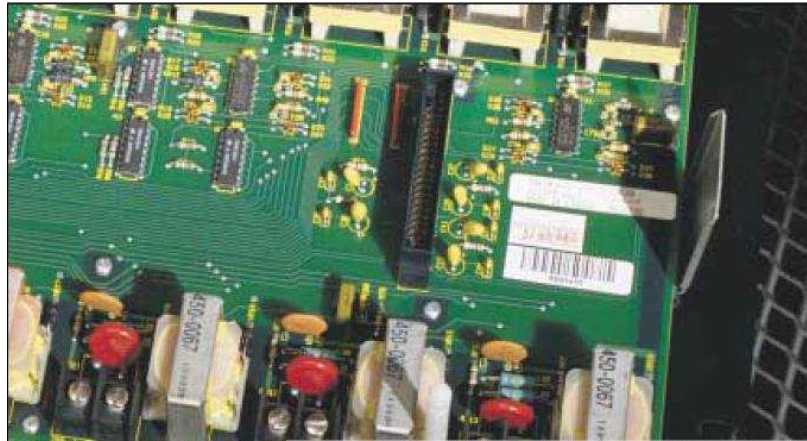
- 8 salidas de control duales o momentarias de tipo Trip/Close que son puestas a disposición por 8 drivers de colector abierto con dos drivers adicionales para reles maestro de tipo Trip/Close. Los reles de interposición se usan mediante el panel terminal WESTERM D20KI.
- Las salidas de control en la D20C están protegidas por las mismas medidas de seguridad que en la D20K. Se encuentran respaldadas frente a fallas de componentes individuales, revisión general de bobinas e interruptor Local/Remoto para seguridad cuando se efectúa mantenimiento.

6.3.6. D20AC Modulo de Entradas Análogas. El modulo de entradas análogas D20AC es el periférico para las plataformas D20/D200 en los sistemas de control de las subestaciones que brinda computo y monitoreo de las medidas AC. Es compatible para estaciones y nuevas instalaciones en los ambientes de generación, transmisión y distribución.

El modulo D20AC soporta funciones tales como:

- Entradas AC directamente desde los transformadores de corriente y voltaje para circuitos trifásicos eliminando la necesidad de transductores y/o IEDs de medida.
- Integra funciones clave en las subestaciones tales como medición, procesamiento análogo y medidas en calidad de la potencia.
- Los datos puestos a disposición por la tarjeta D20AC en conjunto con LogicLinx son la base de aplicaciones sofisticadas en automatización para las subestaciones.
- Se comunica con la D20M a través del enlace de alta velocidad D.20 Link.

Figura 10. Modulo Análogo D20AC



Fuente: D20/D200 Technical Overview [en línea]: D20/D200 Substation Controller. Canadá: GE Energy, 2008. [Consultado el 11 de Abril de 2008] Disponible en internet: www.ge-energy.com/prod_serv/products/substation_automation/en/controllers/d20_d200.htm

6.4. SISTEMAS DE TELECONTROL SCADA

SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) es un sistema industrial de mediciones y control que consiste en una computadora principal o maestro (generalmente llamada Estación Principal, Master Terminal Unit o MTU); una o más unidades de control obteniendo datos de campo (generalmente llamadas estaciones remotas, Remote Terminal Units, o RTU's); y una colección de software estándar y/o a medida usado para monitorear y controlar remotamente dispositivos de campo. Los sistemas SCADA contemporáneos exhiben predominantemente características de control a lazo abierto y utilizan comunicaciones generalmente interurbanas, aunque algunos elementos de control a lazo cerrado y/o de comunicaciones de corta distancia pueden también estar presentes.

Sistemas similares a SCADA son vistos rutinariamente en fábricas, plantas de tratamiento, etc. Éstos son llamados a menudo como Sistemas de Control Distribuidos (DCS - Distributed Control Systems). Tienen funciones similares a los sistemas SCADA, pero las unidades de colección o de control de datos de campo se establecen generalmente dentro de un área confinada. Las comunicaciones pueden ser vía una red de área local (LAN), y serán normalmente confiables y de alta velocidad. Un sistema DCS emplea generalmente cantidades significativas de control a lazo cerrado.

Un sistema SCADA por otra parte, generalmente cubre áreas geográficas más grandes, y normalmente depende de una variedad de sistemas de

comunicación menos confiables que una LAN. El control a lazo cerrado en esta situación será menos deseable.

Entonces, SCADA se utiliza para vigilar y para controlar la planta industrial o el equipamiento. El control puede ser automático, o iniciado por comandos de operador. La adquisición de datos es lograda en primer lugar por los RTU's que exploran las entradas de información de campo conectadas con ellos (pueden también ser usados PLC's - Programmable Logic Controllers). Esto se hace generalmente a intervalos muy cortos. La MTU entonces explorará las RTU's generalmente con una frecuencia menor. Los datos se procesarán para detectar condiciones de alarma, y si una alarma estuviera presente, sería catalogada y visualizada en listas especiales de alarmas.

Los datos pueden ser de tres tipos principalmente:

- Datos analógicos (por ejemplo números reales) que en su mayor parte son datos presentados en gráficos.
- Datos digitales (on/off) que pueden tener alarmas asociadas a un estado o al otro.
- Datos de pulsos (por ejemplo conteo de revoluciones de un medidor) que serán normalmente contabilizados o acumulados.

La interfaz primaria al operador es un display que muestra una representación de la planta o del equipamiento en forma gráfica. Los datos vivos (dispositivos) se muestran como dibujos o esquemas en primer plano (foreground) sobre un fondo estático (background). Mientras los datos cambian en campo, los datos vivos son actualizados (una válvula se puede mostrar como abierta o cerrada, etc.). Los datos analógicos se pueden mostrar como números, o gráficamente (esquema de un tanque con su nivel de líquido almacenado). El sistema puede tener muchos de tales displays, y el operador puede seleccionar los más relevantes en cualquier momento.

6.4.1. SINAUT SPECTRUM v4.5.1 - 2007 SCADA. SINAUT SPECTRUM v4.5.1 es el sistema SCADA que posee EPSA S.A. Es un sistema central que monitorea y controla las subestaciones y plantas generadoras de energía que se extienden por todo el Valle del Cauca, en donde la mayor parte del control de los sitios es realizada automáticamente por una Unidad Remota (RTU) o por un Controlador Lógico Programable (PLC). Comprende una solución de aplicación que se refiere a la captura de información de todo el proceso de la energía, para que con esta información, sea posible realizar estudios y análisis con los que se obtienen valiosos indicadores que permiten una retroalimentación a los operadores sobre el propio proceso.

Este sistema incluye todo el hardware de señal de entrada y salida, controladores, interfaz hombre-maquina, redes, comunicaciones, base de datos y software.

Con el monitoreo y control del sistema eléctrico bajo esta aplicación, la empresa se encuentra en capacidad de realizar:

- Automatización de las redes de Generación, Transmisión y Distribución.
- Optimizar la atención a fallas
- Monitorear en tiempo real el comportamiento del sistema eléctrico
- Atención inmediata de la demanda
- Optimizar la atención de fallas
- Mejorar la operación reducción de costos y aumento de la confiabilidad
- Telecontrol de los equipos de maniobra en las subestaciones
- Reconfiguración automática de la red
- Control automático de la generación
- Funciones avanzadas de telecontrol, análisis y simulación
- Control de voltaje y la frecuencia

Tabla 1. Cuadro comparativo entre SCADA y DCS

ASPECTO	SCADA	DCS
TIPO DE ARQUITECTURA	<i>CENTRALIZADA</i>	<i>DISTRIBUÍDA</i>
TIPO DE CONTROL PREDOMINANTE	<i>SUPERVISORIO: Lazos de control cerrados por el operador. Adicionalmente: control secuencial y regulatorio.</i>	<i>REGULATORIO: Lazos de control cerrados automáticamente por el sistema. Adicionalmente: control secuencial, batch, algoritmos avanzados, etc.</i>
TIPOS DE VARIABLES	<i>DESACOPLADAS</i>	<i>ACOPLADAS</i>
ÁREA DE ACCIÓN	<i>Áreas geográficamente distribuídas.</i>	<i>Área de la planta.</i>
UNIDADES DE ADQUISICIÓN DE DATOS Y CONTROL	<i>Remotas, PLCs.</i>	<i>Controladores de lazo, PLCs.</i>
MEDIOS DE COMUNICACIÓN	<i>Radio, satélite, líneas telefónicas, conexión directa, I ΔN WΔN</i>	<i>Redes de área local, conexión directa.</i>
BASE DE DATOS	<i>CENTRALIZADA</i>	<i>DISTRIBUÍDA</i>

Fuente: DEHEZA, Eduardo. Scada, una breve descripción [en línea] México: El rincón del vago, 2004. [Consultado 14 de Abril de 2008] Disponible en internet: <http://html.rincondelvago.com/scada.html>

Mas allá de los beneficios inmediatos que representa tener el sistema SCADA en funcionamiento para la supervisión y control, el sistema suple necesidades que justifican su implementación tales como:

- El número de variables del proceso que se necesita monitorear es alto.
- El proceso esta geográficamente distribuido. Esta condición no es limitativa, ya que puede instalarse un SCADA para la supervisión y control de proceso concentrado en una localidad. La información de proceso se necesita en el momento en que los cambios se producen en el mismo o en otras palabras, la información se requiere en tiempo real.
- La necesidad de optimizar y facilitar las operaciones de la planta, así como la toma de decisiones, tanto gerenciales como operativas.
- Los beneficios obtenidos en el proceso justifican la inversión en un sistema SCADA. Estos beneficios pueden reflejarse como aumento de la efectividad de la producción, de los niveles de seguridad, etc.
- La complejidad y velocidad del proceso permiten que la mayoría de las acciones sean iniciadas por un operador. En caso contrario, se requerirá de un Sistema de Control Automático, el cual lo puede constituir un Sistema de Control Distribuido, PLC's, Controladores a Lazo Cerrado o una combinación de ellos.

6.4.2. Sistema Operativo de Tiempo Real. Un sistema operativo de tiempo real (RTOS – Real Time Operating System), es un sistema operativo que ha sido desarrollado para aplicaciones de tiempo real. Como tal, se le exige corrección en sus respuestas bajo ciertas restricciones de tiempo. Si no las respeta, se dirá que el sistema ha fallado. Para garantizar el comportamiento correcto en el tiempo requerido se necesita que el sistema sea predecible (determinista).

Los RTOS son aquellos en los cuales no tiene importancia el usuario sino los procesos. Por lo general, sus recursos están subutilizados con la finalidad de prestar atención a los procesos en el momento que lo requieran, se utilizan en entornos donde son procesados un gran número de sucesos o eventos.

Para que el software cumpla con su cometido de ser en tiempo real, es necesario que el sistema atienda la interrupción generada por un evento externo y procese la información obtenida antes de que se presente la siguiente interrupción.

El software SCADA o de Telesupervisión es el último eslabón en la cadena desde el proceso al usuario, posee diferentes componentes de los cuales los principales son:

- Interface Hombre-Máquina (MMI)
- Módulos de configuración de Bases de Datos
- Drivers de comunicaciones
- Módulos de configuración de pantallas
- Módulos de manejo de alarmas
- Módulos de manejo de tendencias e históricos

Todos estos módulos se hallan integrados formando un paquete software que permite desarrollar aplicaciones de monitoreo y control bastantes complejas

- **Supervisión en Tiempo real:** Tiempo inmediato de ocurrencia de eventos (Medida, disparos, estado, etc.): Priorizando 1 a 5 seg, 5 –10 seg
- **Telesupervisión (Monitoreo) y Telecontrol:** Permite la adquisición de datos de subestaciones y circuitos, tales como posición de interruptores o switches, corriente, voltaje y alarmas en tiempo real. Sistema de Misión Crítica
- **Control:** Al mismo tiempo envía comandos a interruptores, switches, Taps, bancos de capacitores, etc.
- **Aplicaciones de Red:** Define la conectividad de la RED –Topología.
- **Aplicaciones de Potencia:** Permite ejecutar maniobras en secuencias con lógica de programación – Control de Bahías, arranque de unidades de generación y control automático de generación- AGC
- **Integración:** Enlaza aplicaciones eléctricas, históricos y de gestión.

7. METODOLOGÍA

Para el buen desarrollo del proyecto se dividirá en tres etapas básicas que proporcionarán un mayor enfoque en aspectos técnicos requeridos para la implementación de la Función Recierre en las RTU usando LogicLinx.

7.1. ESTUDIO Y ANÁLISIS

Estudio y análisis de la secuencia de Recierre y de las herramientas para la programación a nivel de software de las Unidades Terminales Remotas (RTU) usadas en el ámbito de supervisión y control en las subestaciones eléctricas propiedad de EPSA.

7.2. ETAPA DE DISEÑO Y PRUEBAS

Desarrollo de pruebas y ajustes en el laboratorio para someter el sistema a pruebas técnicas que muestren el comportamiento dinámico de la aplicación en condiciones reales de operación, las cuales permitirán validar el diseño realizado.

7.3. ETAPA DE ELABORACIÓN DEL INFORME FINAL

Elaboración del documento que contiene la descripción del sistema diseñado y las conclusiones obtenidas en el desarrollo del proyecto.

8. DESARROLLO DEL PROYECTO

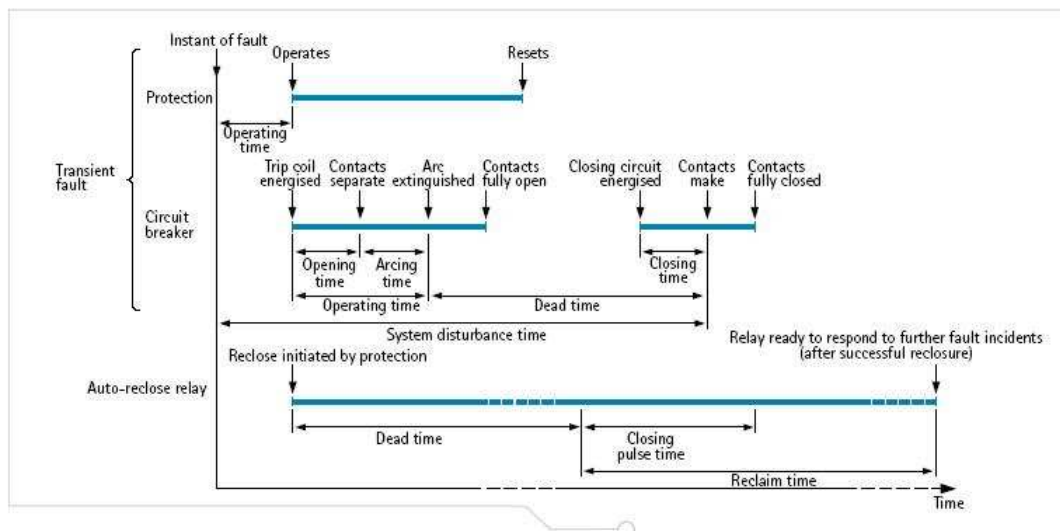
8.1. ESTUDIO Y ANALISIS

8.1.1. Introducción al Recierre Automático. Los recierres automáticos son la operación de cierre de un interruptor, luego de un retardo preestablecido, que se realizará en forma automática después de la apertura del mismo ordenado por el sistema de protecciones asociado.

El recierre automático es una práctica muy utilizada en todo el mundo ya que mejora la confiabilidad del sistema eléctrico, esto se debe a que la mayor parte de las fallas en una línea aérea son transitorias y desaparecen luego de un tiempo, por lo tanto si se ajustan adecuadamente el tiempo entre apertura ordenada por las protecciones y el recierre automático del interruptor la falla habrá desaparecido y el servicio se mantendrá.

Las fallas transitorias son por lo general de origen atmosférico, las sobretensiones que se inducen en las líneas producen descargas en los aisladores que pueden autoextinguirse.

Figura 11. Operación de recierre automático frente a una falla transitoria

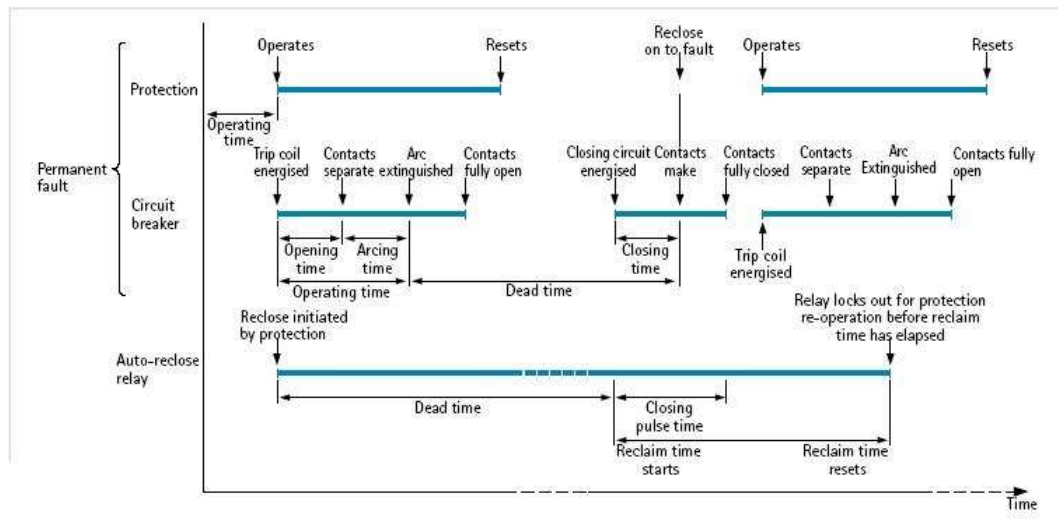


Fuente: Auto Reclosing [en línea] Mexico: Fundación de Colegios de Ingenieros Mecánicos Electricistas de la República Mexicana A.C., 2007. [Consultado el 08 de Abril de 2008] Disponible en internet: www.fecime.org/referencias/npag/chap14-20-218-231.pdf

Otro tipo de fallas transitorias se debe a fallas por oscilación de conductores, por acción del viento, además existen fallas instantáneas producidas por contacto de pájaros, ramas de árboles.

Las fallas permanentes son aquellas que no se pueden despejar con el disparo y recierre, un ejemplo de una falla permanente en las líneas de alto voltaje con un cable totalmente descompuesto o estropeado, en este caso el cable debe ser reparado antes de restituir el servicio.

Figura 12. Operación de recierre automático frente a una falla permanente



Fuente: Auto Reclosing [en línea] Mexico: Fundación de Colegios de Ingenieros Mecánicos Electricistas de la República Mexicana A.C., 2007. [Consultado el 08 de Abril de 2008] Disponible en internet: www.fecime.org/referencias/npag/chap14-20-218-231.pdf

8.1.2. Principios de un recierre tripolar. En el recierre trifásico, ante la presencia de una falla de cualquier tipo, el sistema de protecciones abre el interruptor en forma trifásica y luego del periodo muerto o denominado tiempo muerto el mismo se cierra.

Durante el tiempo que la línea queda desconectada en el lugar de descarga, existe una zona de gas altamente ionizado que va disminuyendo hasta desaparecer, si se aplica voltaje antes de que desaparezca la nube gaseosa el recierre será no exitoso ya que la nube se convierte en un canal de descarga.

Por ese motivo el tiempo muerto de recierre tendrá que tener en cuenta la característica del tiempo de extinción de arco, dicho tiempo para la apertura trifásica se debe a los siguientes factores:

- Condiciones climáticas (viento y temperatura).
- Configuración del lugar de descarga.
- Voltaje de restablecimiento, modulo y velocidad de crecimiento.
- Un estudio en las líneas de alta tensión en Estados Unidos, donde se utiliza la mayor parte recierres tripolares, recomienda que el tiempo muerto empleado sea del orden de **400ms**, el cual garantiza que la des-ionización del arco se encuentra completamente extinguida.

En la práctica la aplicación del recierre tripolar es realizada sin restricciones salvo aquellas condiciones inherentes a problemas de estabilidad, estudios demuestran que las aplicaciones que utilizan recierres ultrarrápidos, producen oscilaciones en los ejes de grandes generadores, estas oscilaciones producidas son vibraciones torsionales que fatigan los ejes del conjunto del generador-turbina.

El deterioro que se produce es de tipo acumulativo, por lo que superado el límite de la vida útil de la máquina, pueden ocasionar daños irreparables. Es recomendable entonces no realizar recierres ultrarrápidos, en las cercanías de centrales con grandes generadores.

La mayoría de las fallas pueden ser eliminadas cuando se utiliza correctamente los disparos y recierres. La desenergización de las líneas debe ser en un tiempo suficientemente largo de manera que se extinga el arco, luego automáticamente recerrar la línea para restituir el servicio. Por lo tanto, un recierre automático puede reducir el tiempo de apagón significativamente debido a las fallas y proveer un nivel más alto en la continuidad del servicio para el cliente.

Para las fallas que son permanentes realizar un recierre automático cuando la falla no ha sido eliminada completamente, puede causar efectos en la estabilidad del sistema, particularmente en el sistema de transmisión.

Los análisis que se realizan en las simulaciones ayudan en mucho para determinar cuando y donde usar un recierre principalmente en las líneas de transmisión.

8.1.3. Aplicación del recierre. La continuidad del servicio en las líneas de transmisión, el aumento del límite de potencia transmitida el mantenimiento de la estabilidad del sistema aplicando el recierre depende de:

- Tiempo de des-ionización, es muy importante para evitar el reencendido del arco al momento de recerrarse los disyuntores, de manera que para mantener la estabilidad del sistema y lograr un recierre exitoso el tiempo de des-ionización tiene un tiempo mediano no instantáneo ya que puede producir oscilaciones en los generadores.
- Tiempo máximo del recierre, este tiempo se analiza con base a la estabilidad que el sistema mantiene, ya que es muy importante tener en cuenta los tiempos de apertura del disyuntor además el tiempo que el relé emplea frente a una falla.

Una de las aplicaciones fundamentales del recierre automático es mantener la estabilidad y el sincronismo del sistema.

Existen varios criterios sobre los tiempos de des-ionización del arco y el tiempo de máximo recierre, mientras mas rápido sea el tiempo de recierre, mayor potencia puede ser transmitida sin pérdidas de sincronismo pero la posibilidad de un reencendido del arco de falla es mayor como sucede en la vida práctica.

Cuando se produce un recierre no exitoso es muy perjudicial para la estabilidad, es mejor que si no se aplicara recierre, por esta razón es prudente mantener la línea desenergizada por un tiempo no menor al necesario para asegurar que la posibilidad de reencendido del arco sea pequeña.

8.1.4. Factores que intervienen en un recierre. Son factores que deben tenerse en cuenta en el momento de efectuarse un intento de cierre:

- El tiempo máximo disponible para la apertura y cerrado del disyuntor sin la pérdida del Sincronismo (el tiempo muerto máximo), este tiempo es función de la configuración del sistema y la potencia transmitida.
- El tiempo requerido para la des-ionización del arco, con el propósito de que el arco se elimine por completo cuando el disyuntor es recerrado.
- Características de las protecciones eléctricas.
- Características y limitaciones de los disyuntores.
- Elección del tiempo de reposición.

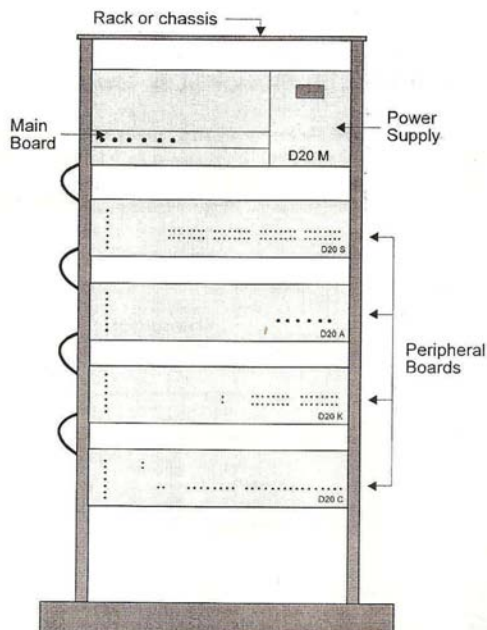
- Número de intentos para el recierre.

8.1.5. ConfigPro RTU Configuration System. ConfigPro es una aplicación independiente, basada en Microsoft Windows, usada para configurar las RTU Harris D20 mediante del ingreso de datos en tablas predefinidas de configuración.

ConfigPro es una herramienta que ayuda al programador a administrar la información del equipo asociado a la Unidad Terminal Remota RTU. Permite administrar además información acerca de varios sitios, subestaciones y divisiones de la aplicación bajo la cual se esta trabajando.

Cada sitio o división de la aplicación posee una o más RTU asociadas. El tipo de RTU que se encuentra en una subestación comúnmente es la Harris D20M. Una configuración típica consiste en una tarjeta principal y uno o más periféricos. La D20 que se muestra en la figura se encuentra ensamblada en un chasis, sin embargo, es posible distribuir geográficamente los periféricos conectándolos a través de un cable o fibra óptica desde la D20M (o tarjeta principal) hacia cada uno de ellos.

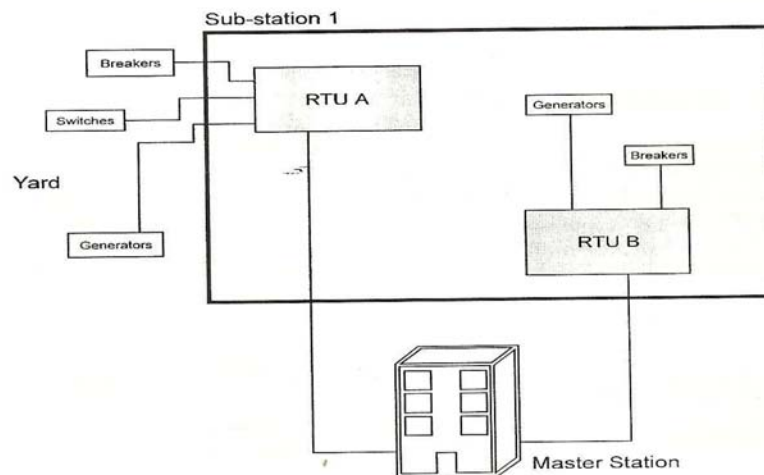
Figura 13. Arreglo típico de una RTU Harris D20M



Fuente: Configpro configuration system. User's Guide. Canadá: Harris Corporation, 2004. p. 23.

La siguiente figura muestra un acercamiento a una subestación típica, en donde se tiene a las RTU A y B monitoreando y controlando seccionadores, interruptores y generadores así como también se comunican con la estación maestro, la cual se encuentra en otra ubicación.

Figura 14. Esquema general de una subestación

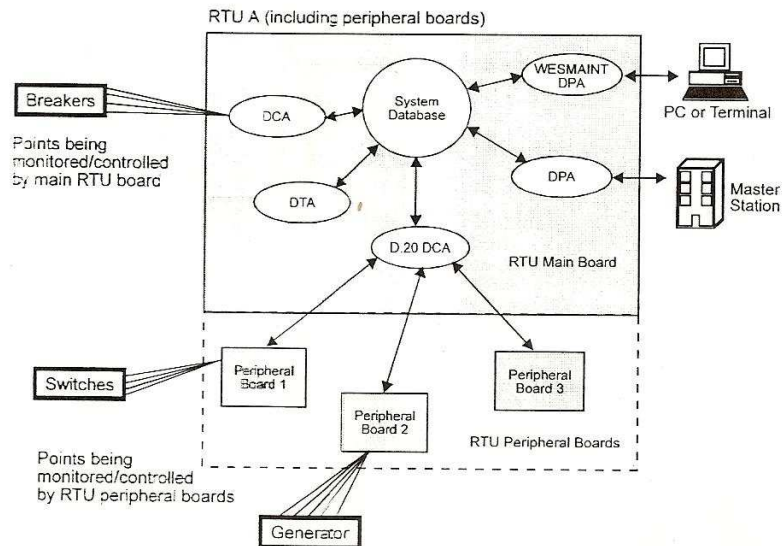


Fuente: Configpro configuration system. User's Guide. Canadá: Harris Corporation, 2004. p. 24.

Si nos adentramos un poco a la RTU A, se puede ver que hay periféricos asociados a la tarjeta principal y que dicha tarjeta contiene entonces aplicaciones en software. Cada una de estas aplicaciones esta asociada con algún aspecto del entorno que rodea a la RTU.

El ejemplo muestra que una aplicación de procesamiento de datos (DPA) maneja la comunicación entre la RTU A y la estación Maestro. Una aplicación de recolección de datos (DCA), conocida como Enlace de Periféricos D.20 (D.20 Peripheral Link) se ocupa de la comunicación entre los periféricos de la RTU A y su base de datos interna. Otra DCA esta encargada de la comunicación entre la RTU A y los dispositivos de campo (en este caso seccionadores). Una aplicación de traducción de datos (DTA) esta manejando algunas conversiones de formato a nivel interno de la RTU.

Figura 15. Nivel de aplicación en la RTU



Fuente: Configpro configuration system. User's Guide. Canadá: Harris Corporation, 2004. p. 26.

Los tipos de aplicación a los que se hace referencia en la figura están definidos de la siguiente manera:

Una **aplicación de procesamiento de datos**, o **DPA**, permite a la RTU comunicarse con una estación Maestro en su lenguaje "nativo". Se hace referencia también a una DPA cuando se habla de *protocolo*.

Con unas cuantas excepciones, las DPA están estructuradas de una manera estandarizada, sin embargo, es el tipo de aplicación mas complicado de los tres para configurar.

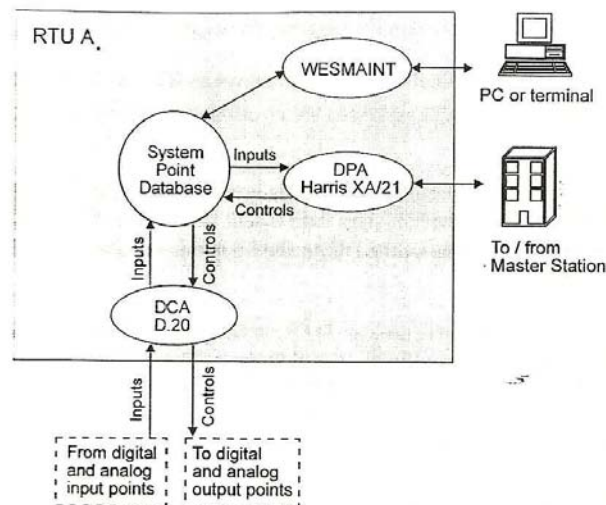
Una **aplicación de recolección de datos**, o **DCA**, es usada para escanear y recolectar datos de puntos que están siendo monitoreados o controlados por la RTU. Estos datos son enviados de vuelta a la RTU y si es requerido, a la estación Maestro. Como se ve en la figura, un ejemplo de este tipo de aplicación es conocido como Enlace de Periféricos D.20.

Una **aplicación de traducción de datos**, o **DTA**, es una aplicación que convierte datos de un formato a otro (por ejemplo, entrada digital a entrada análoga). Generalmente no tienen una interfaz directa a dispositivos externos (son estrictamente internas en la RTU) y desempeñan una función simple en los valores de los puntos que están siendo monitoreados o controlados.

El Enlace de Periféricos D.20 (DCA) es una aplicación especial que controla los periféricos Harris que son parte de la RTU. WESMAINT es una interfaz que permite al programador usar un terminal VT-100 o compatible (o un PC ejecutando un emulador de terminal virtual) en el sitio donde se encuentra la RTU para mostrar la base de datos del sistema o enviar controles a los dispositivos externos.

La aplicación de base de datos del sistema (también conocida como WIN o Nodo Interfaz WESDAC) mantiene una base de datos de todos los eventos que han ocurrido o están por ocurrir en la RTU respecto a los puntos controlados o monitoreados por ella. Con la figura se muestra de manera simplificada la operación de la base de datos. Todas las comunicaciones, internas o externas, hacen transito a través y son coordinadas por la base de datos del sistema.

Figura 16. El rol de ConfigPro



Fuente: Configpro configuration system. User's Guide. Canadá: Harris Corporation, 2004. p. 27.

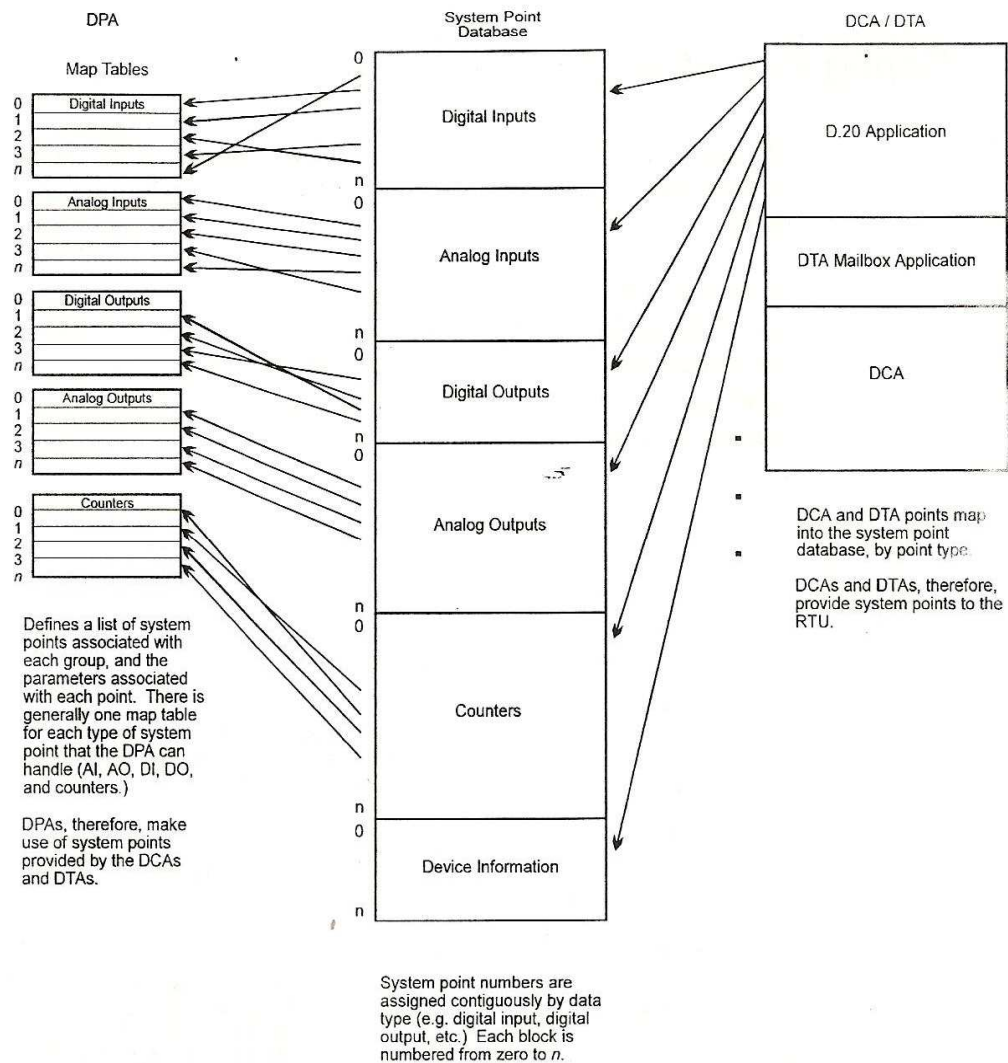
El rol de Config Pro es definir como cada una de las aplicaciones de software va a operar en la RTU. Esto se lleva a cabo editando la información contenida en las tablas de configuración que están asociadas a cada una de las aplicaciones.

Si la aplicación incluye Unidades Remotas Lógicas (LRU) entonces cada uno de los puertos en la tabla de comunicaciones establece un vínculo con una o mas filas en la tabla de la LRU. Estas direcciones especifican la "localización" del software para cada LRU. Una LRU es una RTU que existe en software, pero no esta presente físicamente. Son creadas gracias al particionamiento de software de una RTU física para que de esta manera sean dos o más las que

visualice la estación Maestro. Cada LRU apunta a un rango de registros en una o más tablas. Estas tablas asignan grupos o rangos de puntos del sistema que son usados por la LRU. Usualmente existe una tabla para cada tipo de punto que un DPA puede manejar.

El diagrama siguiente muestra las relaciones entre DCA's, DTA's, DPA's y la base de datos del sistema. Las DCA y DTA proveen puntos de sistema a la RTU. Los puntos de sistema son organizados en categorías por la base de datos. Son las DPA quienes hacen uso entonces de los puntos de sistema para retornar datos a la estación Maestro o para ejecutar operaciones de control.

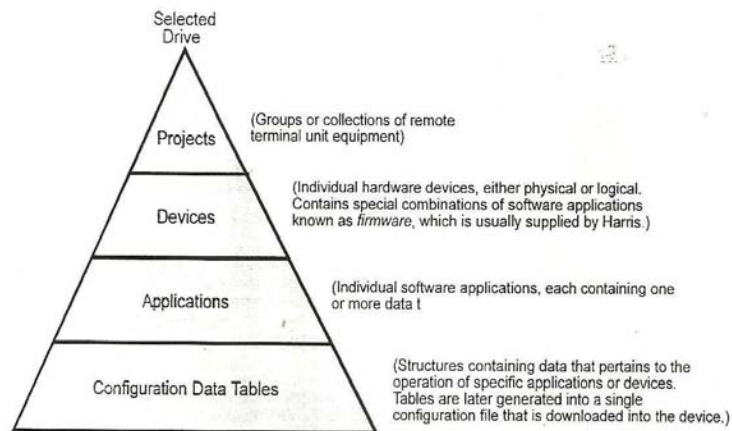
Figura 17. Nivel de configuración de tablas en ConfigPro



Fuente: Configpro configuration system. User's Guide. Canadá: Harris Corporation, 2004. p. 28.

La estructura básica de ConfigPro es la de una pirámide de cuatro niveles. En la base de esta jerarquía, las tablas de datos proveen los componentes para la siguiente capa, las aplicaciones de software. A nivel de los dispositivos, el hardware (incluyendo periféricos) y el software se combinan en unidades terminales remotas funcionales (RTU). En la parte alta de esta jerarquía, las RTU trabajan agrupadas en proyectos en los sitios que necesite el cliente y en subestaciones.

Figura 18. Estructura básica de ConfigPro



Fuente: Configpro configuration system. User's Guide. Canadá: Harris Corporation, 2004. p. 29.

Se utiliza ConfigPro con el fin de ingresar datos en tablas predefinidas. Los datos que se ingresan establecen las características y el comportamiento operacional de las aplicaciones y el hardware de una RTU en particular. Pueden definirse por ejemplo, el número de puertos de comunicación que van a ser usados por un DPA, el número de periféricos a ser usados y el numero de puntos que deben retornarse a una estación Maestro.

Los grupos de tablas de configuración, compilados en un archivo que finalmente es cargado en la RTU, hace que ésta opere de la manera que fue especificado en la información de configuración. Cabe agregar que se pueden hacer tareas adicionales tales como:

- Subir configuraciones.
- Generar reportes
- Conectarse en línea con los dispositivos
- Cambiar la dirección del dispositivo
- Copiar, eliminar y respaldar información de configuración.

8.2. DISEÑO Y PRUEBAS

8.2.1 Hardware y software de programación de la RTU. El aprendizaje y conocimiento del hardware y software de programación de la RTU tipo Harris D20M se dio a través del estudio de los manuales a nivel de construcción, configuración, funcionamiento, puesta en servicio del equipo y configuración de los periféricos. A partir de esta etapa se profundizó más en el manejo de ConfigPro además de una inducción al ambiente de LogicLinx, en donde hubo una interacción con los lenguajes de programación con los que cuenta la aplicación.

Con el desarrollo de ejercicios se dio solución a la mayor dificultad que representaba el manejo de LogicLinx, la de interactuar con las entradas y salidas físicas de la RTU. No se lograba actualizar valores en las entradas ni actuar en las salidas usando los programas, finalmente, el fundamento de problema estaba en la configuración que se hacía en ConfigPro para usar LogicLinx donde se manipulaba la librería de variables que se elaboraba automáticamente al generar el archivo a descargar en la RTU lo que la dejaba inservible.

Una vez resuelto este problema, se definió, en conjunto con los ingenieros de la Unidad de Protecciones Eléctricas y Telecontrol, la dinámica bajo la cual debería funcionar la aplicación de Recierre, parámetros de operación y condiciones de seguridad, ya que al ser un diseño con alta probabilidad de implementación, debía ajustarse a las normas que se siguen en las subestaciones con respecto a maniobras como mantenimientos y manipulaciones por parte de los operadores de la subestación.

El diseño debe cumplir con los siguientes requerimientos:

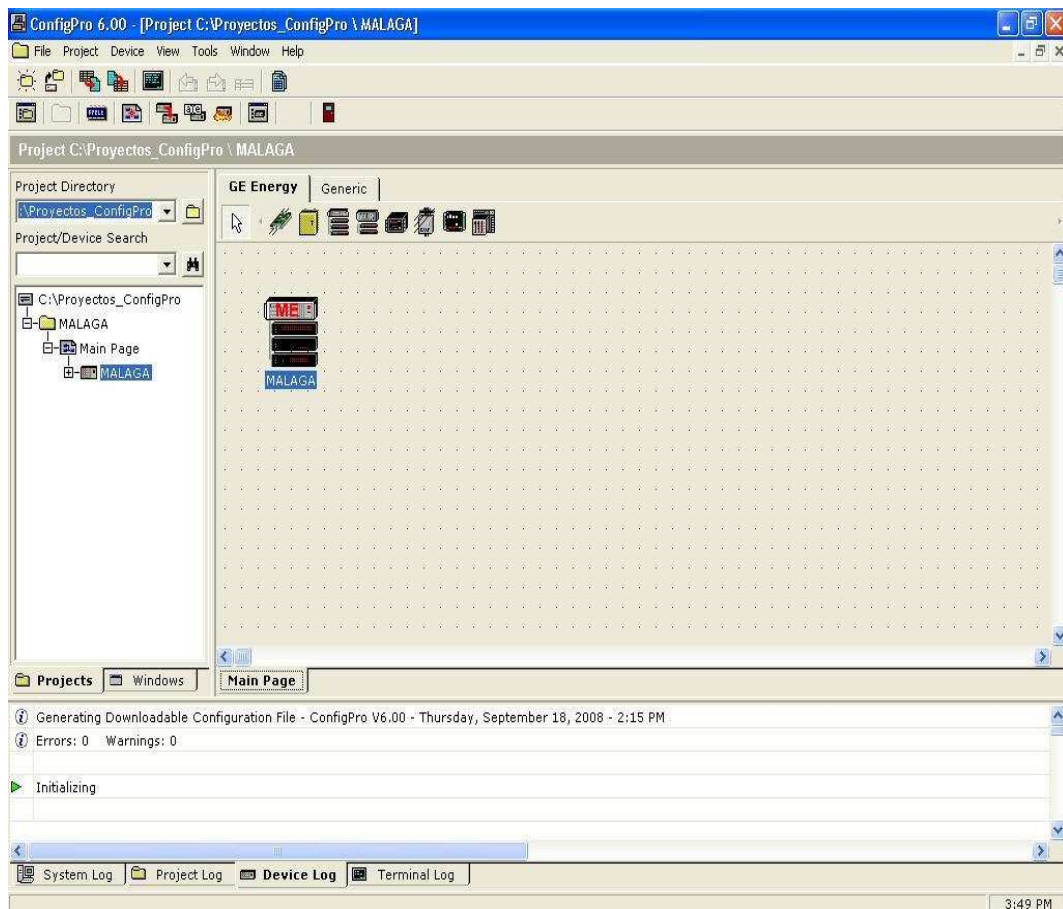
- Protección contra sobrecorriente en las líneas del circuito Juanchaco, con un valor de referencia parametrizable.
- Dos intentos de cierre después del despeje de la falla, el primero a 1 s y el segundo intento a 30 s.
- Bloqueo al mando remoto a través de la perilla de mando local con la que cuenta el interruptor.

Se partió de un diseño sencillo, en el que se accionaba una salida digital de la RTU si se cumplían condiciones simuladas por medio de interruptores, de ahí en adelante el desarrollo de la función fue progresivo, adicionando poco a poco lo que se esperaba de la aplicación, que era la lectura de variables análogas y

accionamiento de salidas digitales para operar los interruptores asociados a los circuitos en la subestación.

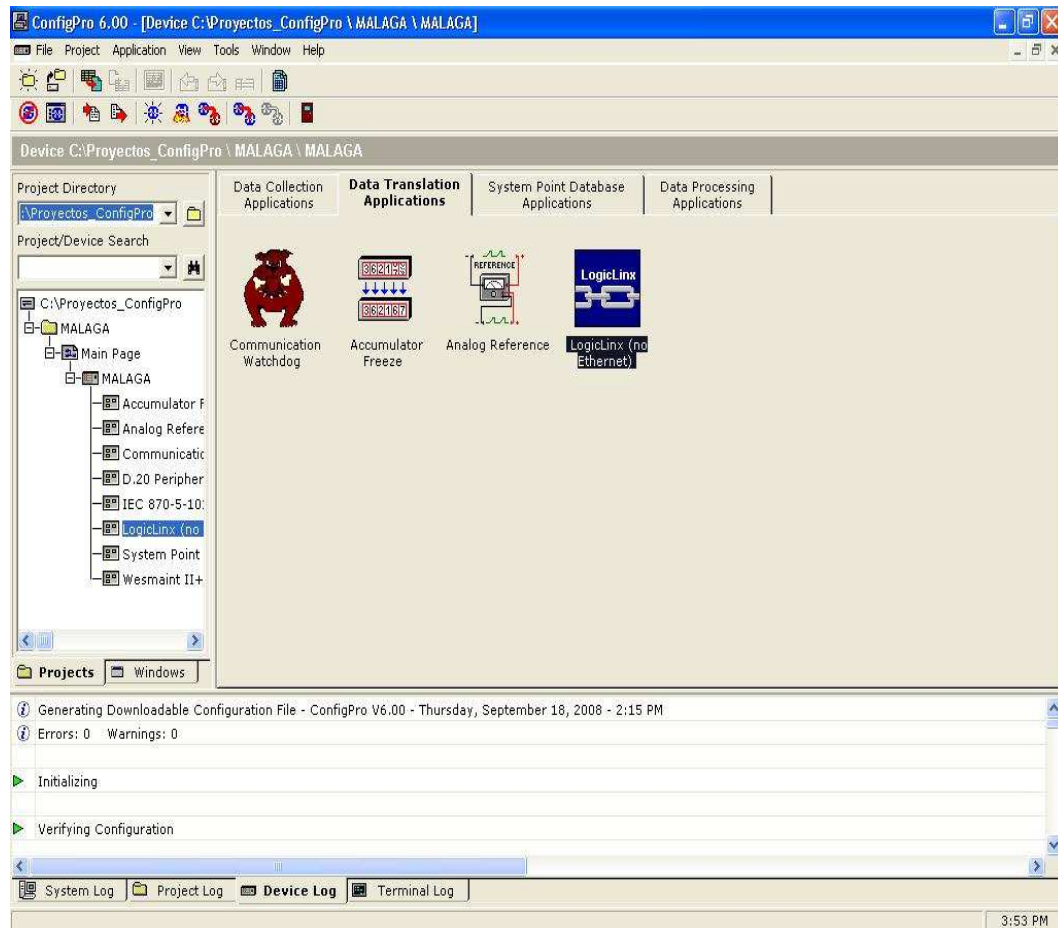
Para realizar el diseño de la Aplicación de Recierre en LogicLinx es necesario partir de la configuración existente en ConfigPro de la subestación en donde se piensa implementar el diseño, en este caso contamos con la configuración de la subestación eléctrica de la Base Naval en Bahía Málaga.

Figura 19. Vista principal de ConfigPro



Seguido a esto, se configura LogicLinx para que use las señales necesarias para su funcionamiento, configurando las tablas y de esta manera generar en el Editor la biblioteca de entradas y salidas físicas.

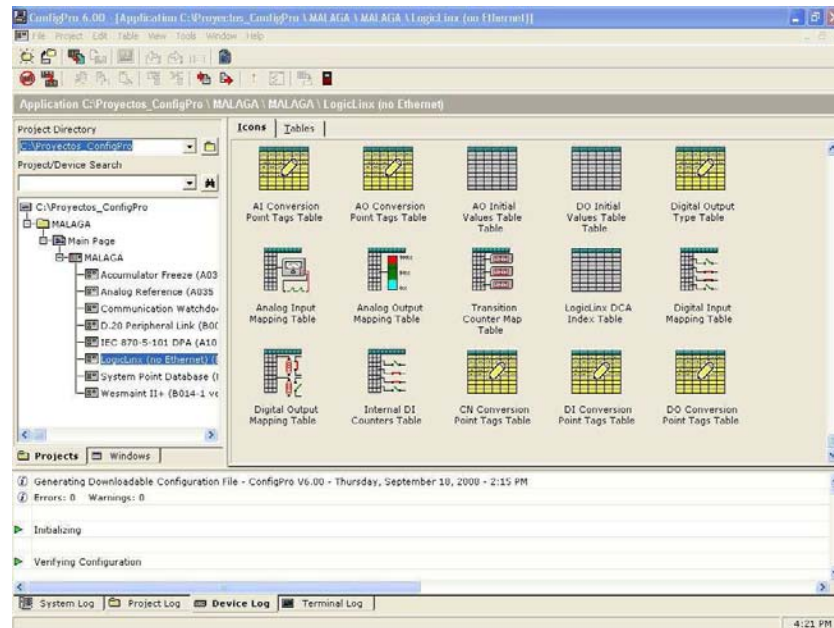
Figura 20. Aplicaciones de traducción de datos



Al hacer doble-click en el icono de LogicLink, este nos permite visualizar las tablas de configuración, entre las cuales existen varios tipos, tales como:

- Tipos de Salida Digital
- Mapa de Entradas Análogas
- Mapa de Salidas Análogas
- Mapa de Entradas Digitales
- Mapa de Salidas Digitales
- Tabla de Comunicaciones

Figura 21. Tablas de configuración de LogicLinx



A continuación, y dependiendo del tipo de señal, se ingresa a cada una de las tablas para que una vez compilada la configuración, en la biblioteca de LogicLinx Editor se disponga de cada una de las señales.

Figura 22. Entradas análogas

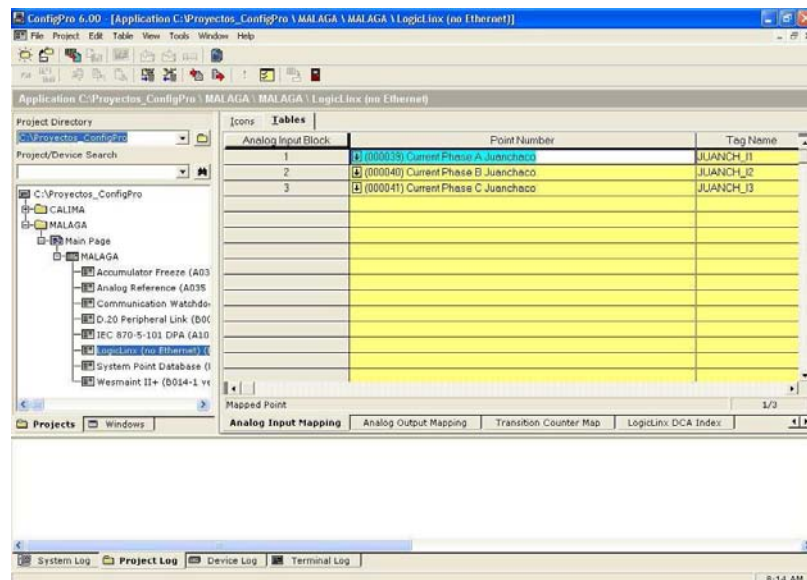


Figura 23. Entradas digitales

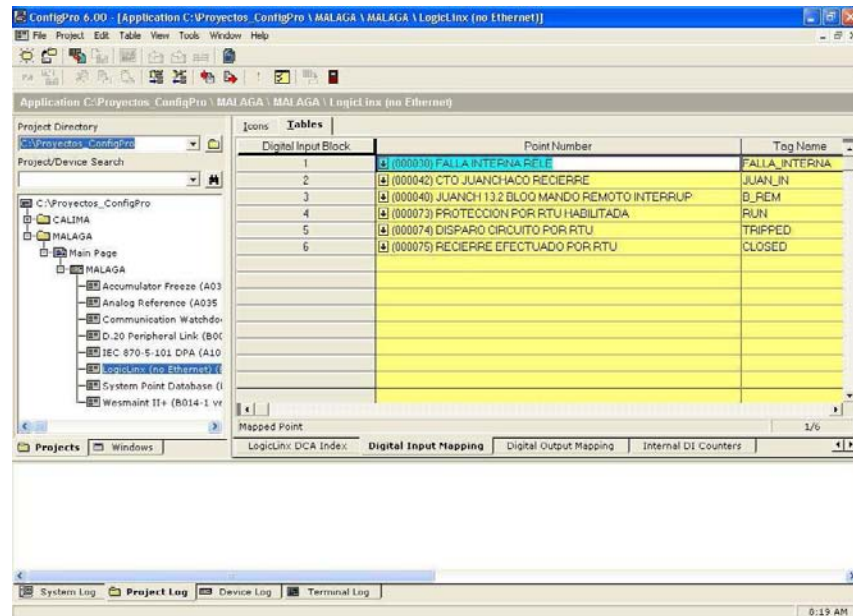
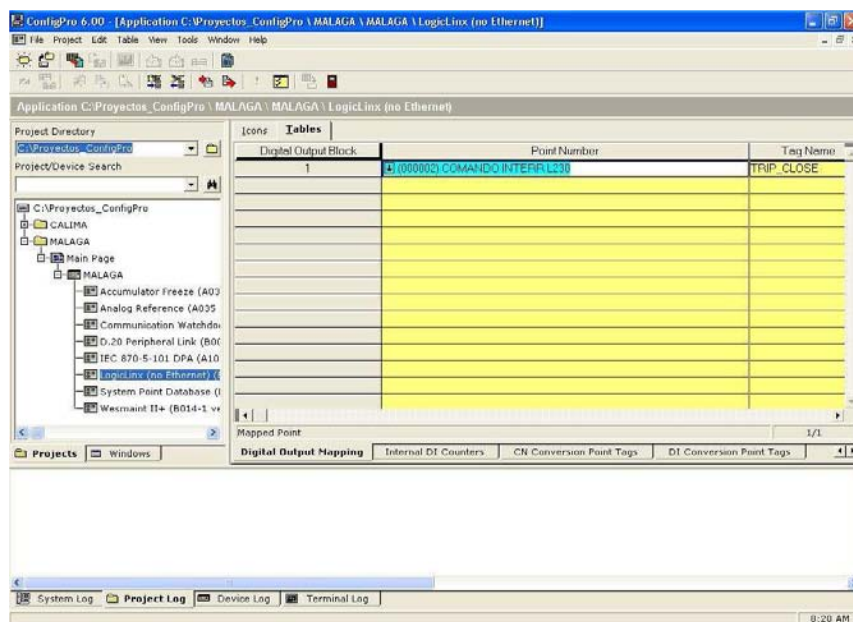


Figura 24. Salidas digitales

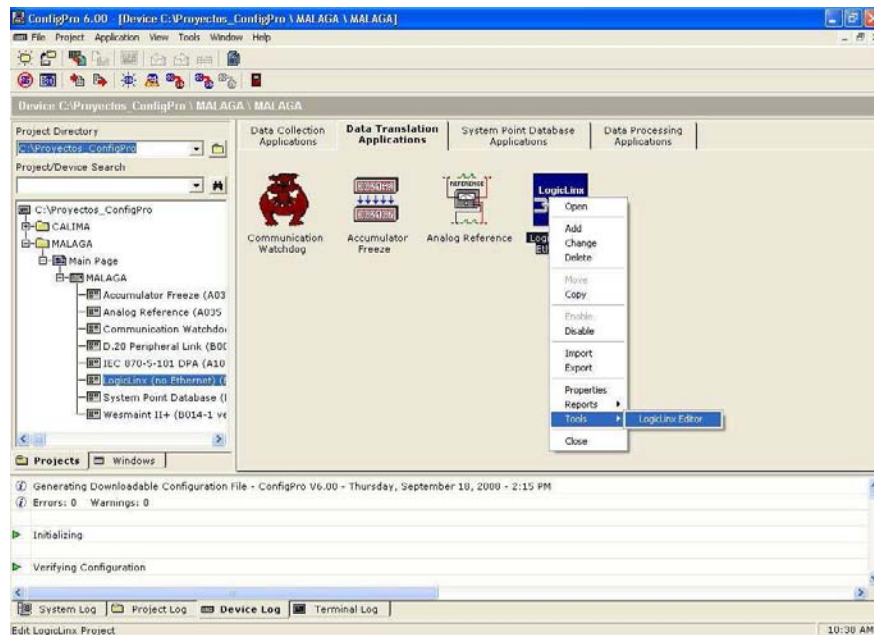


Una vez compilada la configuración de la Subestación Málaga con los cambios aplicados a las tablas de LogicLinX, cargamos el Editor, haciendo click derecho sobre el icono en la pestaña de DTA's de ConfigPro, para diseñar la lógica que describe el comportamiento de un relé de sobrecorriente y de recierre por

medio de lenguajes de programación como Bloque de Funciones (Compuertas) y Diagrama Secuencial.

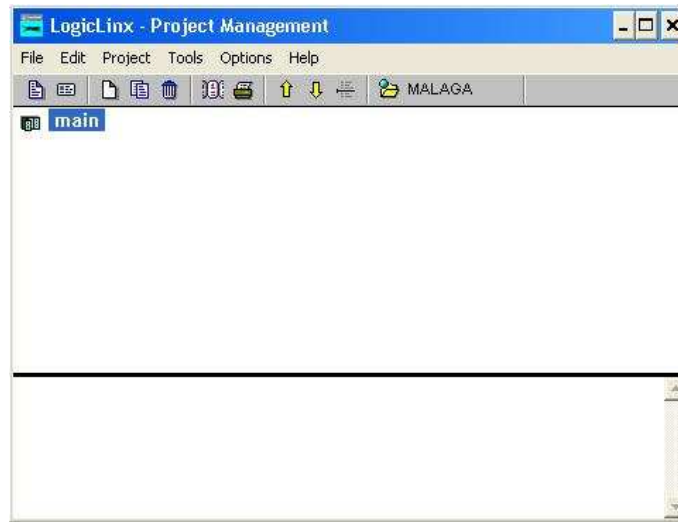
Como sabemos ConfigPro cuenta con LogicLinx Editor y LogicLinx Executor para dotar a las RTU con las que cuenta EPSA en sus subestaciones eléctricas de funcionalidades de PLC, lo cual nos permite diseñar proyectos con flexibilidad, ya que cuenta con diferentes lenguajes de programación que se ajustan a los requerimientos del diseño.

Figura 25. Acceso a LogicLinx Editor



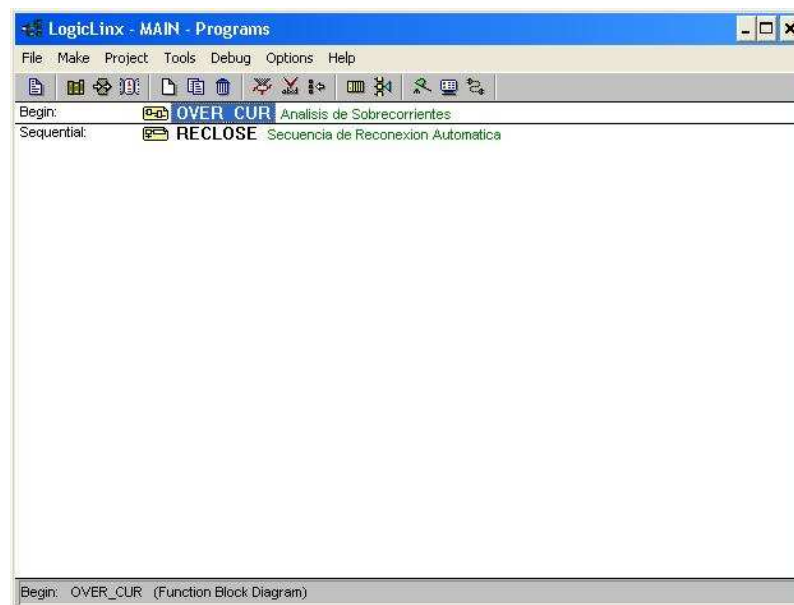
8.2.2 Diseño y simulación en LogicLinx. La ventana principal de LogicLinx es para el manejo de los proyectos, esto es creado automáticamente cuando el dispositivo es generado por ConfigPro. El nombre MAIN indica que es un nodo sencillo, como una RTU D20. El Grupo de Programa lleva el mismo nombre que el dispositivo en ConfigPro (MALAGA).

Figura 26. Ventana de manejo de proyectos en LogicLinx



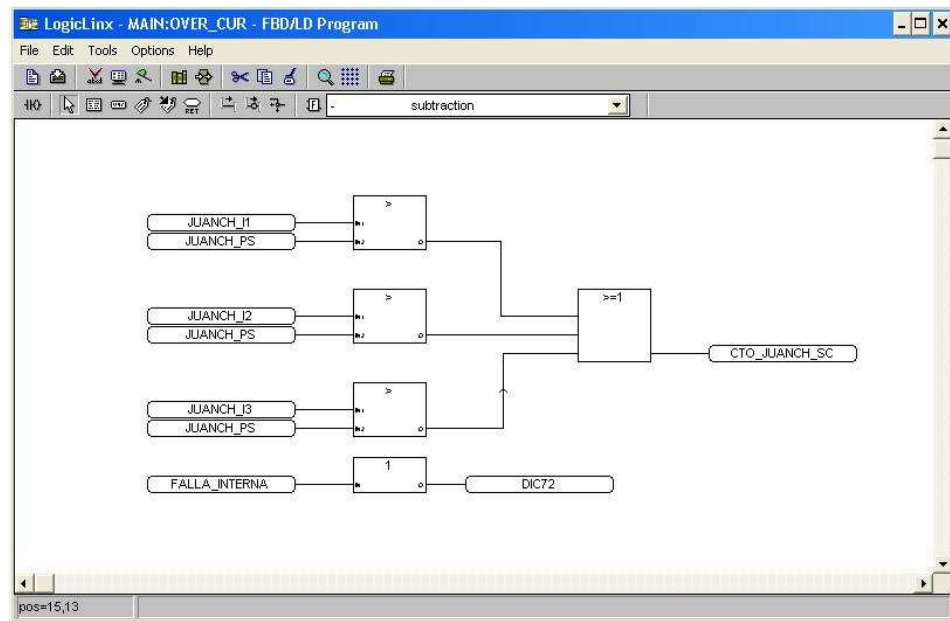
Abrir el PROYECTO > MAIN revela la lista de programas que han sido creados para que se ejecuten en este dispositivo. También permite al programador editar, eliminar o crear nuevos programas.

Figura 27. Lista de programas



La aplicación de Sobrecorriente y Recierre esta dividida en dos módulos, en el primero, se escanean permanentemente los valores de las corrientes del circuito y son comparados con el valor que es asignado como máximo de carga permitida en las líneas, de ser así se ejecuta una apertura del interruptor para proteger el transformador de la subestación de una sobrecarga.

Figura 28. Modulo de monitoreo de corrientes



El propósito de este modulo es monitorear constantemente la magnitud de la corriente en cada fase, en donde la relación de transformación del Transformador de Corriente (TC) es de 400A/5A, lo que significa que el máximo de carga que puede presentarse en las líneas del circuito se verá reflejado en la RTU con un valor de 5 A equivalentes a 400 A de carga, una vez se presenta un sobrepaso a este valor preestablecido, es llevado por medio de comparadores y asignado a la variable CTO_JUANCH_SC que indica la presencia de una sobrecorriente en una de las fases del circuito. Adicionalmente a esta operación, en este modulo se hace una asignación directa de la señal que entrega el relé cuando sale de servicio llamada FALLA_INTERNA a una variable propia del programa creada para efectos de señalización, llamada PROTECCION POR RTU HABILITADA, la cual le indica al Centro de Control que además de estar fuera de servicio el equipo, se encuentra en línea la protección que suministra el respaldo programado en la RTU. Esta señal es enviada por la RTU al Centro de Control vía protocolo IEC 870 – 5 – 101, que hace parte de las DPA's que se encuentran en ConfigPro.

El modulo esta diseñado usando Bloques de Funciones, debido a que las aplicaciones descritas en este lenguaje tienen la característica de ejecutarse cada vez que inicia un ciclo de maquina la aplicación, garantizando así la actualización de los datos en intervalos pequeños de tiempo.

A partir de este momento, encontramos las condiciones que determinan el funcionamiento del segundo modulo del programa, es aquí cuando entra en actividad la Secuencia de Apertura y Reconexión Automática.

Este modulo fue creado usando Diagrama Secuencial como lenguaje de programación, ya que se ejecuta dependiendo de condiciones que se van presentando de manera lógica, de esta manera se garantiza un buen funcionamiento de la aplicación.

Cuando entra en funcionamiento, describe lo siguiente:

- Ante la presencia de sobrecorriente en cualquiera de las fases del circuito, la señal de Falla Interna Relé y el comando Recierre Excluido originado por el Centro de Control, ejecuta un comando de apertura del interruptor asociado a las líneas del circuito de manera instantánea, el comando envía un pulso de 200 ms a uno de los relés de interposición con los que cuenta la RTU, el cual activa el interruptor presente en la subestación y lo abre.
- Ante la presencia de sobrecorriente en cualquiera de las fases del circuito, la señal de Falla Interna Relé y el comando Recierre Incluido originado por el Centro de Control, además de ejecutar el comando de apertura del interruptor, hará un intento de Recierre transcurrido 1s de haber despejado la falla en las líneas, si el recierre es exitoso, el programa entra en un tiempo de reposición de 60 s para tomar su estado inicial.
- Si durante el tiempo de reposición de 60 s se presenta una falla en las líneas nuevamente, se ejecutará un comando de apertura del interruptor seguido de un intento de recierre, pero este será efectuado transcurridos 30 s a partir del despeje de la falla. Si el segundo intento de recierre es exitoso, el programa entra de nuevo al tiempo de reposición de 60 s antes de restablecerse a su estado inicial.
- En caso de presentarse una falla durante este tiempo de reposición de 60 s después del segundo intento de cierre, el programa reaccionará despejando la falla ejecutando un comando de apertura del interruptor pero no hará intentos de cierre. Seguido a esto entrará a un estado de bloqueo por 60 s, donde transcurrido este tiempo el programa retorna a sus condiciones iniciales de funcionamiento.
- Dado el caso de un intento de cierre remoto por parte del Centro de Control o manual por parte del operador de la subestación durante el tiempo de bloqueo de programa y en presencia de una falla en las líneas, el algoritmo reaccionará ejecutando comandos de apertura del interruptor y reiniciando el conteo del tiempo de bloqueo de 60 s.

Como condición de seguridad la lógica programada tiene en cuenta la señal llamada BLOQUEO AL MANDO REMOTO, la cual inhabilita la ejecución automática de cualquier tipo de comando por parte de la RTU. Esto previniendo operación de la RTU en presencia de operadores en la línea o en jornadas de mantenimiento, y es originada por el interruptor cuando es operado de manera manual.

Figura 29. Secuencia de apertura y reconexión automática

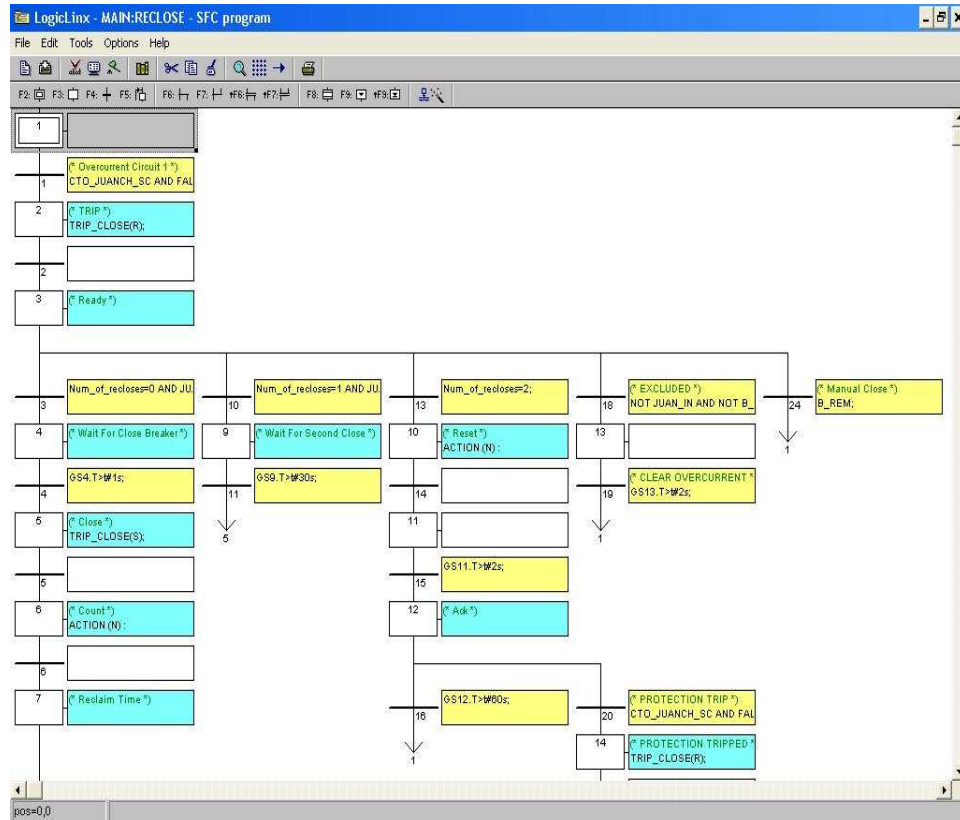
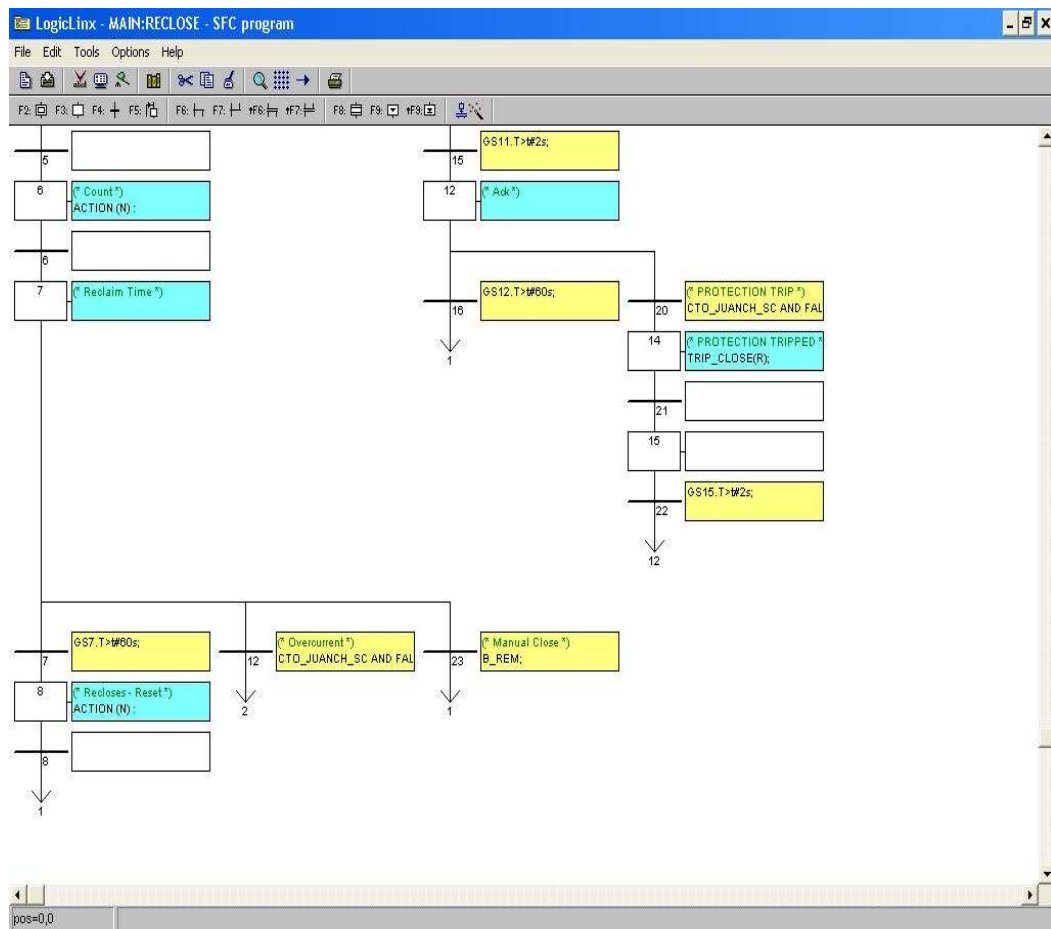


Figura 30. Secuencia de apertura y reconexión automática (cont.)



Los dos módulos del programa se compilan usando el comando MAKE de la barra de menús en la ventana de la lista de programas, para que pueda ser descargado en la RTU junto con la aplicación que configura el equipo para la subestación.

Figura 31. Compilador de LogicLinx

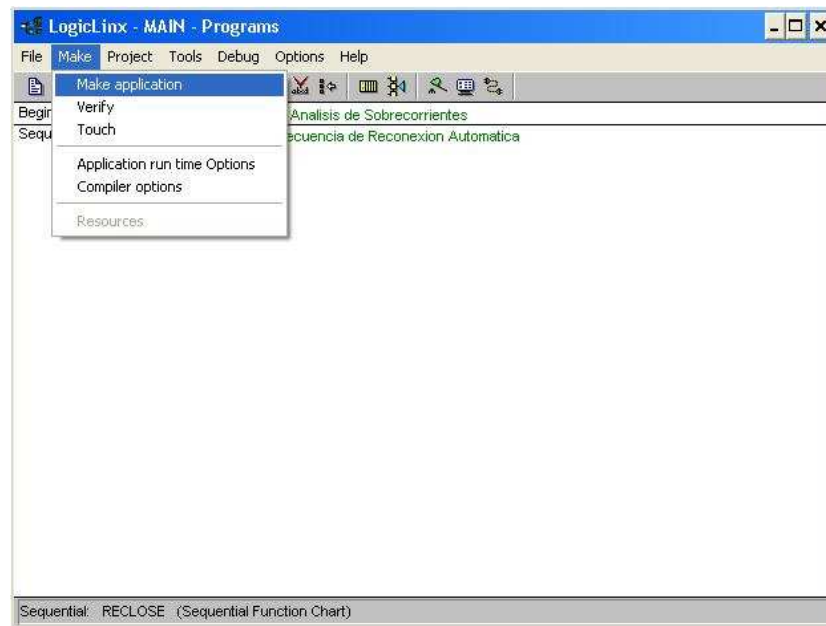
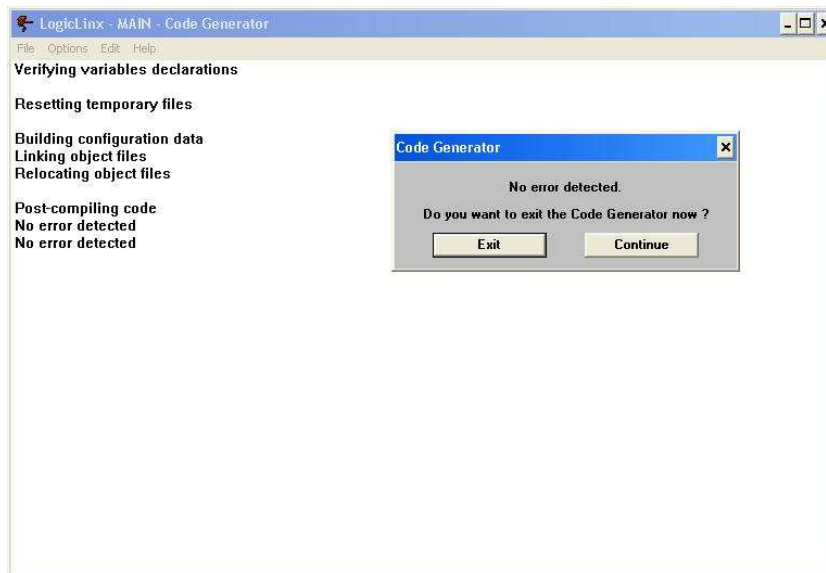


Figura 32. Generador de código de programa



8.2.3 Pruebas en laboratorio del piloto. Una vez puesta en funcionamiento la RTU con la configuración correspondiente a la subestación Málaga y sumado a esto la aplicación realizada en LogicLinx, es posible revisar el estado de ejecución del programa y de esta manera efectuar pruebas de desempeño usando un inyector de corrientes para pruebas de equipos de protección eléctrica marca OMICRON CMC 156, con el que se valoran los tiempos de respuesta de las protecciones en condiciones de falla.

Figura 33. OMICRON CMC 156



Este equipo cuenta con salidas trifásicas de corriente y voltaje, entradas y salidas binarias que soportan hasta 250 V y entradas análogas de 0 a 20 mA y de 0 a 10 V. Posee una interfaz compatible con PC desde la que se hace toda la configuración de los estados de la secuencia de prueba y monitoreo de los valores.

El protocolo de pruebas es el siguiente:

- Circuito en condiciones normales (cada una de las fases con valores de corriente dentro de rangos normales de operación)
- Falla en una de las fases del circuito (sobrecorriente y ejecución del comando de apertura del interruptor)
- Al recibir la confirmación de ejecución del comando con el que se opera el cierre del interruptor en su primer intento, se produce de nuevo falla en una de las líneas.
- Después de recibir confirmación de la ejecución del comando de apertura del interruptor, esta etapa de la secuencia entra en un estado de espera hasta que se presente la confirmación del comando de cierre ejecutado, en su segundo intento, transcurridos 30 s después de la apertura.
- Se produce una falla nuevamente en una de las líneas con su respectiva confirmación del comando de apertura de interruptor.
- Durante el tiempo de bloqueo se simula otra falla y se comprueba que efectivamente el interruptor sea operado con un comando de apertura debido a la aplicación.

Las confirmaciones que se utilizan para efectos de la prueba son los contactos que se accionan en los relés de interposición de la RTU cuando son efectuados los comandos de apertura y cierre, estos se llevan a las entradas digitales del CMC 156 y se programan dentro de la prueba como condiciones necesarias para la ejecución de la secuencia. En condiciones reales, estos contactos son llevados al interruptor para accionarlo.

Los resultados arrojados por la prueba en cuanto a funcionamiento de la aplicación fueron satisfactorios, mostrando desviaciones en los tiempos de respuesta de la RTU entre 20 – 50ms frente a lo esperado. Con respecto a los equipos presentes en la subestación, se realizó un cambio debido a que el transductor, marca Camille Bauer modelo SINEAX M563 con el que se adquieren las medidas de corriente que se llevan a la RTU, adicionaba un retardo de 800 ms en los tiempos de respuesta de la aplicación con respecto a los cambios de magnitud de la corriente. Este inconveniente fue resuelto mediante la adquisición de las medidas directamente desde uno de los periféricos de la RTU, una tarjeta del tipo WESDAC D20AC, que no estaba presente en la configuración de la RTU de la subestación eléctrica de Bahía Málaga, con la que el tiempo de respuesta frente a fallas disminuyó notablemente, la actualización de la medida es prácticamente en tiempo real.

8.2.4 Puesta en marcha del piloto en campo. La implementación del prototipo fue planeada para ejecutarse durante la jornada de mantenimiento en la subestación de Bahía Málaga realizada en los días 09 de Septiembre de 2008 a 11 de Septiembre de 2008, fechas en las cuales se realizaron pruebas del prototipo en campo para garantizar su correcto funcionamiento bajo el protocolo de pruebas usado en el laboratorio, el mismo que se sigue cuando se prueban relés de sobrecorriente y recierre en las subestaciones.

Se escogió Bahía Málaga debido a que es una subestación que con frecuencia presenta problemas en su sistema de protecciones eléctricas, además de ser una de las subestaciones mas distantes, con tiempos de respuesta frente a emergencias de mínimo 4 horas, lo que la convierte en el sitio ideal para implementar el respaldo a las protecciones y control del interruptor del circuito Juanchaco.

La RTU de la subestación cuenta con la tarjeta WESDAC D20ME y 3 de sus periféricos: WESDAC D20A, WESDAC D20S y WESDAC D20K. Adicionalmente a estos periféricos se agregó uno de tipo WESDAC D20AC debido a los resultados de las pruebas con el transductor SINEAX mostraban un incremento en el tiempo de despeje de falla en las líneas del circuito, lo que no era recomendable. Con la adición del modulo D20AC se superó este inconveniente.

Figura 34. RTU Subestación Bahía Málaga

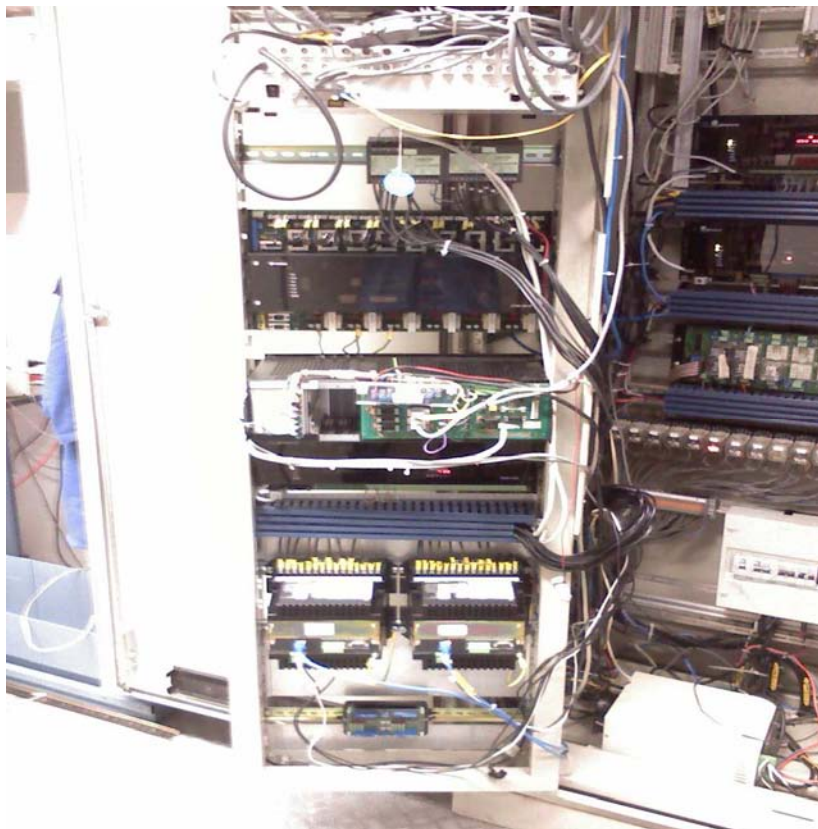
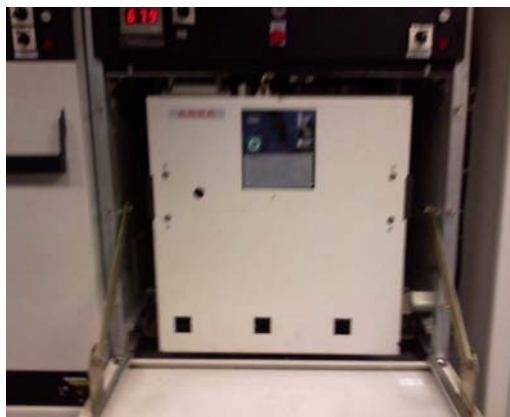


Figura 35. Interruptor L230 Circuito Juanchaco



El desempeño del piloto ha sido muy bueno, cabe resaltar que aun el equipo de protecciones no ha salido de servicio, pero el seguimiento que se le ha hecho a la protección de respaldo muestra que la actualización del valor de las corrientes se hace de una manera constante, lo que garantiza un funcionamiento correcto en el momento de presentarse sobrecorriente en la línea, tal como fue previsto en la programación. En situaciones como esta, si se presenta alguna anomalía el respaldo no debería operar ya que el equipo presente en la subestación funciona correctamente.

Los objetivos trazados en el cronograma fueron alcanzados completamente, el presupuesto invertido en el desarrollo del proyecto fue de \$4.172.000, en donde están incluidos gastos de ingeniería, viáticos y transportes para realizar la implementación del piloto en la subestación de la Base Naval de Bahía Málaga.

CONCLUSIONES

- La implementación de este proyecto usando LogicLinx le da un valor. agregado a la RTU, ya que esto sumado a las capacidades de las que provee a las subestaciones eléctricas de la Empresa de Energía del Pacífico EPSA S.A. E.S.P., ayuda a mejorar la vida útil de los equipos y la confiabilidad de la red.
- La ventaja de no incurrir en cableado adicional en las subestaciones para implementar proyectos diseñados con LogicLinx repercute de manera positiva en los presupuestos de mantenimiento y el costo de operación de la Unidad de Protecciones Eléctricas y Telecontrol.
- La disminución de los índices DES y FES, gracias a la estabilidad del servicio debido al respaldo con el que cuentan las protecciones eléctricas en las subestaciones, permite a EPSA responder a las presiones regulatorias y competitivas frente a las demás empresas del sector energético.
- Al automatizar con equipos propios de la empresa, específicamente con la RTU, se logran desempeñar funciones de varios equipos al interior de uno solo, reduciendo gastos de capital junto con la cantidad de equipos a configurar, integrando de esta manera el monitoreo de equipos de alta importancia y garantizando el buen estado de la subestación.

RECOMENDACIONES

Debido a que la RTU es un equipo robusto en el intercambio de datos entre las estaciones maestro, centros de control y en general con otros dispositivos, el respaldo que se brinda no pretende reemplazar en las subestaciones los equipos de protección y control como los relés, mediante la lógica programada en la RTU, ya que el tiempo de respuesta es una función directa de las aplicaciones que en ese momento se encuentren en ejecución. Este es un factor que se debe tener en cuenta cuando se llevan a cabo funciones como la de protección, en donde la omisión de algún comando puede traer consecuencias perjudiciales a equipos como transformadores.

BIBLIOGRAFIA

Auto Reclosing [en línea]. México: Fundación de Colegios de Ingenieros Mecánicos Electricistas de la República Mexicana A.C., 2007 [Consultado el 08 de Abril de 2008] Disponible en internet:
www.fecime.org/referencias/npag/chap14-20-218-231.pdf

D20/D200 Technical Overview [en línea]: D20/D200 Substation Controller, Canada: GE Energy, 2005. [Consultado el 11 de Abril de 2008] Disponible en internet:
www.ge-energy.com/prod_serv/products/substation_automation/en/controllers/d20_d200.htm

DEHEZA, Eduardo. Scada, una breve descripción [en línea] México: El rincón del vago, 2004. [Consultado 17 de Abril de 2008] Disponible en internet:
<http://html.rincondelvago.com/scada.html>

Configpro configuration system. User's Guide. Canadá: Harris Corporation, 2004. 253 p.

Recierre Tripolar [en línea]. México: Escuela Politécnica Nacional Biblioteca de Ingeniería Eléctrica y Electrónica. 2005 [Consultado el 14 de Abril de 2008] Disponible en internet:
bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/853/4/T10124CAP4.pdf

GE ENERGY. Wesdac D20 RTU. D20 Hardware Course Student. Canadá, 2005. 180 p.

ANEXOS

Anexo A. Resultado de pruebas del prototipo en el laboratorio

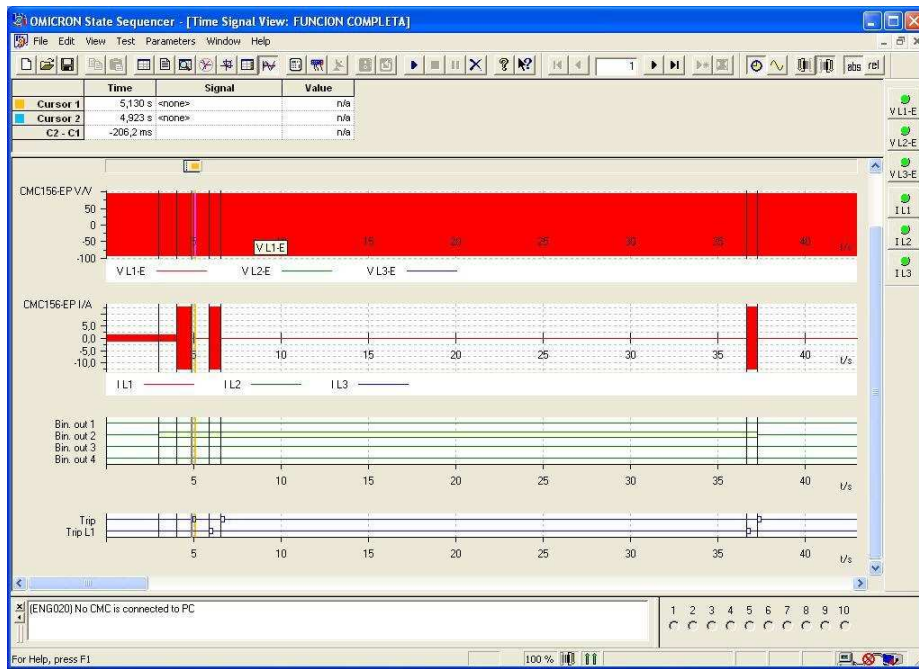
Protocolo de pruebas creado con STATE SEQUENCER CMC 156

	1	2	3	4	5
Name	NORMAL	FALLA INTERNA	FALLA CIRCUITO 1	CIERRE 1	FALLA CIRCUITO 2
VLI-E	66,40 V 0,00 * 60,000 Hz	66,40 V 0,00 * 60,000 Hz	66,40 V 0,00 * 60,000 Hz	66,40 V 0,00 * 60,000 Hz	66,40 V 0,00 * 60,000 Hz
VL2-E	66,40 V -120,00 * 60,000 Hz	66,40 V -120,00 * 60,000 Hz	66,40 V -120,00 * 60,000 Hz	66,40 V -120,00 * 60,000 Hz	66,40 V -120,00 * 60,000 Hz
VL3-E	66,40 V 120,00 * 60,000 Hz	66,40 V 120,00 * 60,000 Hz	66,40 V 120,00 * 60,000 Hz	66,40 V 120,00 * 60,000 Hz	66,40 V 120,00 * 60,000 Hz
IL1	1,000 A 0,00 * 60,000 Hz	1,000 A 0,00 * 60,000 Hz	9,000 A -90,00 * 60,000 Hz	0,000 A -90,00 * 60,000 Hz	9,000 A -90,00 * 60,000 Hz
IL2	1,000 A -120,00 * 60,000 Hz	1,000 A -120,00 * 60,000 Hz	0,000 A 150,00 * 60,000 Hz	0,000 A 150,00 * 60,000 Hz	0,000 A 150,00 * 60,000 Hz
IL3	1,000 A 120,00 * 60,000 Hz	1,000 A 120,00 * 60,000 Hz	0,000 A 30,00 * 60,000 Hz	0,000 A 30,00 * 60,000 Hz	0,000 A 30,00 * 60,000 Hz
CMC Rel	0 output(s) active	1 output(s) active	1 output(s) active	1 output(s) active	1 output(s) active
Trigger	Time 3,000 s	Time 1,000 s	Bin	Bin	Bin

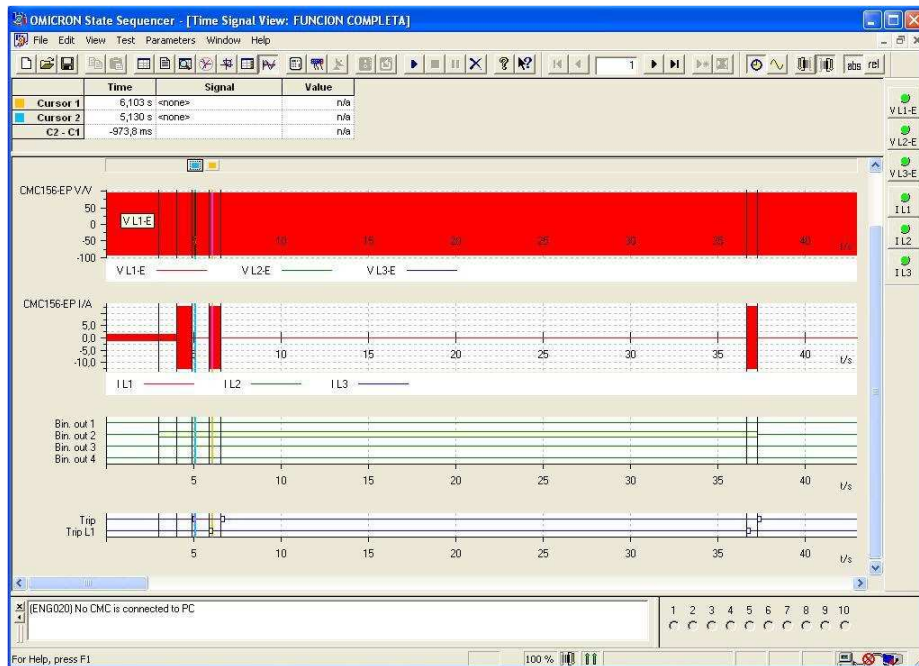
Protocolo de pruebas (cont.)

	5	6	7	8
Name	FALLA CIRCUITO 2	CIERRE 2	FALLA CIRCUITO 3	BLOQUEO
VLI-E	66,40 V 0,00 * 60,000 Hz	66,40 V 0,00 * 60,000 Hz	66,40 V 0,00 * 60,000 Hz	66,40 V 0,00 * 60,000 Hz
VL2-E	66,40 V -120,00 * 60,000 Hz	66,40 V -120,00 * 60,000 Hz	66,40 V -120,00 * 60,000 Hz	66,40 V -120,00 * 60,000 Hz
VL3-E	66,40 V 120,00 * 60,000 Hz	66,40 V 120,00 * 60,000 Hz	66,40 V 120,00 * 60,000 Hz	66,40 V 120,00 * 60,000 Hz
IL1	9,000 A -90,00 * 60,000 Hz	0,000 A -90,00 * 60,000 Hz	9,000 A -90,00 * 60,000 Hz	0,000 A -90,00 * 60,000 Hz
IL2	0,000 A 150,00 * 60,000 Hz	0,000 A 150,00 * 60,000 Hz	0,000 A 150,00 * 60,000 Hz	0,000 A 150,00 * 60,000 Hz
IL3	0,000 A 30,00 * 60,000 Hz	0,000 A 30,00 * 60,000 Hz	0,000 A 30,00 * 60,000 Hz	0,000 A 30,00 * 60,000 Hz
CMC Rel	1 output(s) active	1 output(s) active	1 output(s) active	0 output(s) active
Trigger	Bin	Bin	Bin	Bin

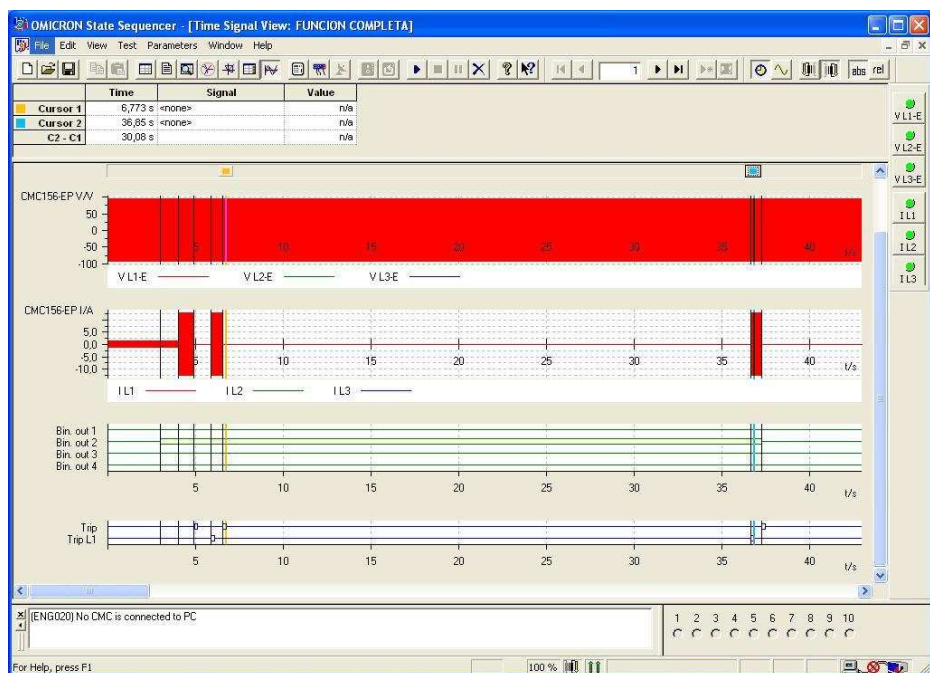
Tiempo de respuesta del primer comando de apertura



Tiempo de respuesta para el primer comando de cierre



Tiempo de respuesta para el segundo comando de cierre



Tiempo de respuesta para el segundo comando de apertura

